

Propuesta para el mejoramiento operativo del control de producción en pozos petroleros con sistema de bombeo electrosumergible en un campo de los Llanos Orientales.

Autor:

Alejandro Mendieta Penagos

Trabajo de grado para optar el título de:

Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director:

Edison Odilio García Navas

M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mi Dios padre todo poderoso por permitirme alcanzar esta meta tan importante para mi futuro, por darme paciencia, fortaleza, amor, sabiduría y fe para cada momento que afronto en mi vida.

A mi hermosa hija Ana Lucia Mendieta Vesga por darme la valentía de seguir adelante, por enseñarme a luchar ante las adversidades que se nos presentan y brindarme tanta fuerza con su sonrisa en estos momentos tan difíciles.

A mi esposa Deisy Mabel Vesga Chaparro por su incondicional apoyo, su sacrificio, su inmensa paciencia, su entrega, su amor y por darme un hogar y una familia.

A mis mamas Ana Dina Penagos Gaitán y Clara Inés Penagos Gaitán por tanto amor, cariño y sacrificio. Por sus consejos, su apoyo incondicional y por creer siempre en mí, contando con ellas en cualquier momento de mi vida. Por ser el mejor ejemplo para mi vida, porque gracias a ellas, soy lo que soy, hoy en día.

A toda mi familia por sus enseñanzas de vida, por las alegrías compartidas y por desearme siempre lo mejor.

Agradecimientos

A Dios que no me abandona en ningún momento, quien me brindo la sabiduría necesaria y gracias a su voluntad fue posible cumplir este sueño de grado.

Al ingeniero Edison Córdoba y a la empresa Ed Energy SAS, por sus enseñanzas, por darme la oportunidad de aprender y conocer la industria petrolera, por darme la confianza para la realización de esta propuesta, y por su amistad.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de petróleos por brindarnos su excelencia académica y formarnos como unos profesionales competentes para afrontar los problemas de la industria petrolera.

A mi familia, en especial mi esposa y mis mamas, que con su apoyo y colaboración son parte de la culminación de este proyecto, fueron el motor para cumplir esta meta de mi vida.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo general.....	14
1.2 Objetivos específicos	14
2. Definición de prácticas OE y equipos BES	15
2.1 Operación estructurada (OE)	16
2.1.1 Análisis operacional.....	18
2.1.2 Entregas de turno	19
2.1.3 Rondas estructuradas	20
2.1.4 Cuidado básico de equipos (BEC)	23
2.1.5 Guías de control y ventanas operativas.....	25
2.2 Sistema de bombeo electrosumergible (BES).....	27
2.2.1 Condiciones de trabajo BES	30
2.2.2 Componentes del bombeo electrosumergible	32
2.2.3 Variables	45
3. Análisis de impacto por operación estructurada	51
3.1 Impactos negativos de los problemas operativos BES	56
3.1.1 Bloqueo por gas	58
3.1.2 Manejo de sólidos	59
3.1.3 Baches de agua.....	59
3.1.4 Bajo nivel de fluido.....	60

MEJORAMIENTO DE PROCESOS	5
3.1.5 Integridad y HSE de superficie	61
3.2 Impactos positivos cuantificables OE	61
3.3 Impactos positivos no cuantificables OE	64
4. Definición de criterios de selección para pozos candidatos.....	65
4.1 Tipo de pozo (Productor, Inyector).....	66
4.2 Estado del pozo (Activo, Inactivo, Abandonado).....	66
4.3 Sistema de levantamiento artificial (BES, PCP, BM, Otro)	66
4.4 Áreas operativas del campo (Área 1, Área 2, Área 3, Área 4, Área 5).....	67
4.5 Disponibilidad de control y monitoreo automático (Si, No).....	67
5. Propuesta de operación estructurada.....	70
5.1 Diagrama de flujo	71
5.2 Implementación en campo base de estudio.....	73
5.2.1 Definir los pozos candidatos al estudio	73
5.2.2 Definir las variables	78
5.2.3 Acompañamiento inicial	80
5.2.4 Capacitación del personal ejecutor	84
5.2.5 Establecer las rondas estructuradas.....	85
5.2.6 Acompañamiento continuo de optimización	90
5.2.7 Ajuste de guías de control.....	93
1.3 Análisis de resultados	94
6. Conclusiones.....	99
7. Recomendaciones	101
Referencias bibliográficas.....	102

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Condiciones de trabajo para el bombeo electrosumergible BES.....	30
Tabla 2. Variables cualitativas de HSE definidas por ingeniería.....	47
Tabla 3. Variables cualitativas de integridad definidas por ingeniería.	47
Tabla 4. Variables cuantitativas de integridad definidas por ingeniería.	49
Tabla 5. Variables cuantitativas de confiabilidad definidas por ingeniería.	50
Tabla 6. Variables definidas para pozos BES.....	78
Tabla 7. Actividades fijas y variables de los recorredores de área en los pozos.	82
Tabla 8. Ronda de variables cualitativas de HSE.	87
Tabla 9. Ronda de variables cualitativas de integridad.....	87
Tabla 10. Ronda de variables cuantitativas de integridad.....	88
Tabla 11. Ronda de variables cuantitativas de confiabilidad.....	88
Tabla 12. Clasificación de pozos en las rondas de variables cualitativas.....	89

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Matriz de riesgos simple para análisis de seguridad.	17
Figura 2. Ciclo de funcionamiento de un equipo con el tiempo para análisis de confiabilidad. ..	17
Figura 3. Curva de deterioro de un equipo con el tiempo.....	22
Figura 4. Tareas de cuidado básico de equipos.....	23
Figura 5. Guías de control y ventanas operativas para un punto crítico de control.....	26
Figura 6. Clasificación de sistemas de levantamiento artificial.....	28
Figura 7. Partes de un sistema de bombeo electrosumergible en fondo y superficie.	32
Figura 8. Transformador reductor y elevador reales en el campo base de estudio.	34
Figura 9. Variador o controlador de frecuencia real en el campo base de estudio.	35
Figura 10. Cajas de venteo reales en el campo base de estudio.....	35
Figura 11. Cabezal de un bombeo electrosumergible real en campo base de estudio.....	36
Figura 12. Equipo de fondo o subsuelo común para un sistema de bombeo electrosumergible. ..	37
Figura 13. Lector de superficie de sensor de fondo real en campo base de estudio.	38
Figura 14. Cable de potencia en superficie para sistema BES.....	39
Figura 15. Motor tipo jaula de ardilla para bombeo electrosumergible.....	40
Figura 16. Sello o protector de motor visualizado externamente.	41
Figura 17. Funcionamiento de un manejador o separador de gas.....	42
Figura 18. Impulsor y difusor de una bomba electrosumergible.	43
Figura 19. Funcionamiento de una bomba electrosumergible multietapa.	44
Figura 20. Análisis de variable estable con el tiempo.	53
Figura 21. Análisis de variable inestable controlada con el tiempo.	53

Figura 22. Análisis de variable inestable sin control con el tiempo.	54
Figura 23. Análisis de variable inestable insegura con el tiempo.....	55
Figura 24. Plantilla de criterios de selección para pozos candidato al estudio.	68
Figura 25. Diagrama de flujo para propuesta de operación estructurada.	72
Figura 26. Áreas operativas del campo seleccionadas para el estudio.	76
Figura 27. Pozos candidatos a partir de la selección de los criterios establecidos.	77
Figura 28. Criterios seleccionados de pozos candidatos para las variables cualitativas.....	80
Figura 29. Optimización de recorrido secuencial de pozos y clúster.	92
Figura 30. Ajuste de guías de control por cambio de condiciones y análisis operacional.....	93
Figura 31. Consecuencia de malas prácticas de operación y de mantenimiento.	94
Figura 32. Perdida de producción acumulada por ejecución de malas prácticas.....	96

Lista de Apéndices

“Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS”

Apéndice A. Recorrido de ronda para el área 1.

Apéndice B. Recorrido de ronda para el área 2.

Resumen

Título: Propuesta para el mejoramiento operativo del control de producción en pozos petroleros con sistema de bombeo electrosumergible en un campo de los Llanos Orientales.*

Autor: Alejandro Mendieta Penagos**

Palabras Clave: Operación estructurada (OE), rondas, análisis operacional, BES.

Descripción:

La producción de hidrocarburos es de vital importancia para la economía de un país exportador y autosuficiente como Colombia, por este motivo se debe aclarar su panorama de reservas y preservar la confiabilidad de su operación por medio de diferentes alternativas como metodologías estadísticas, estudios de investigación o tecnologías nuevas e innovadoras, que aporten al desarrollo óptimo del proceso.

En este proyecto se planteará una propuesta o estrategia para el mejoramiento operativo del control de producción en pozos petroleros con sistema de bombeo electrosumergible (BES) en un campo base de estudio, basado en la implementación de las diferentes prácticas de operación estructurada, en especial la correcta ejecución de las rondas estructuradas, que permiten monitorear constantemente el estado operativo de los pozos y detectar las anomalías que se presentan en los equipos por medio de un análisis operacional adecuado sobre las variables cualitativas y cuantitativas definidas para los equipos BES, con lo cual, se optimizará y mejorará el proceso, asegurando un mejor control de los pozos de forma rápida y sencilla.

Finalmente, se contó con la capacitación de los recorredores de pozos en el sistema OE por parte de personal experto en el tema de la empresa Ed Energy SAS, complementado con un acompañamiento continuo de los operadores de campo, para la actualización y optimización de las actividades suministradas en las rondas estructuradas a partir del análisis operacional.

* Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas. M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Proposal for the operational improvement of production control in oil wells with electro submersible pumping system in a field in the Eastern Plains.*

Author: Alejandro Mendieta Penagos**

Key Words: Structured operation, rounds, operational analysis, BES.

Description:

The production of hydrocarbons is of vital importance for the economy of an exporting and self-sufficient country like Colombia, for this reason its reserve panorama must be clarified and the reliability of its operation must be preserved through different alternatives such as statistical methodologies, studies of research or new and innovative technologies that contribute to the optimal development of the process.

In this project, a proposal or strategy will be proposed for the operational improvement of production control in oil wells with electro submersible pumping system (ESP) in a study base camp, based on the implementation of the different structured operation practices, especially the correct execution of the structured rounds, which allow to constantly monitor the operational status of the wells and detect the abnormalities that occur in the equipment through an adequate operational analysis on the qualitative and quantitative variables defined for the BES equipment, with which, the process will be optimized and improved, ensuring better well control quickly and easily.

Finally, there was the training of the well walkers in the OE system by expert personnel in the subject of the company Ed Energy SAS, complemented with a continuous accompaniment of the field operators, for the updating and optimization of the activities provided in structured rounds based on operational analysis.

* Degree Work

** Industrial University of Santander. Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Edison Odilio Garcia Navas. M. Sc. Hydrocarbon Engineering.

Introducción

La industria de la producción de hidrocarburos es una de las actividades más importantes y lucrativas en el mundo, además de una fuente considerable de trabajo y conocimiento a todas las demás industrias, sin embargo, vive en constante aprendizaje por diversas condiciones que cambian con el tiempo y afectan el proceso, dando paso a la innovación de las empresas y al uso de nuevas tecnologías. La producción de hidrocarburos es de vital importancia para la economía de un país autosuficiente como Colombia, por este motivo se ve tan sometida a diferentes estudios que permitan aclarar su panorama y preservar la integridad de su operación.

Para este caso, se analizan los efectos de la falta de control de los pozos petroleros a través del monitoreo constante de algunas de sus variables más relevantes e influyentes en su producción. Estas variables mediante su estado de operación permiten detectar señales tanto positivas como negativas que son reflejo de las condiciones reales del proceso, con el fin de evitar el deterioro de equipos, baja calidad de tratamientos químicos, anomalías de integridad, riesgos de seguridad y hasta pérdidas o diferidas de producción. Todo esto debido a múltiples causas, en donde algunas de ellas, son relacionadas con la baja implementación de la operación estructurada y sus diferentes prácticas.

Con este estudio se busca mostrar la importancia de la operación estructurada y sus diferentes prácticas para el mejoramiento del control de procesos alrededor de la producción en la industria de los hidrocarburos y hacerlos más seguros, confiables y rentables. Las empresas operadoras más importantes, forman una alianza en beneficio de la operación con empresas dedicadas y especializadas en la implementación de la operación estructurada, como es el caso de Ed Energy SAS, que demuestran la importancia de mantener los procesos estables a partir de estudios que analizan las consecuencias que se producen e identificando posibles causas a

mejorar por medio de la operación estructurada en sus diferentes practicas: implementación de rondas estructuradas, manejo de guías de control y ventanas operativas, implementación de cuidado básico de equipos (BEC) y análisis operacional. Todo esto con el fin de ejercer un mayor control sobre el proceso, para detectar y actuar de manera más rápida y eficiente ante las diversas condiciones de cambio que se presentan a diario.

Para el desarrollo de esta propuesta se cuenta con los debidos acompañamientos a los recorredores de pozos, para verificación de las visitas y las diferentes actividades en los pozos, donde se podrán apreciar algunas fallas en el sistema de obtención de datos y en el análisis operacional sobre los equipos. Por medio de la operación estructurada, base de esta propuesta operativa organizada, se corregirán y optimizaran algunos procedimientos involucrados con el proceso de producción, para esto se tendrá en cuenta un 20% de la totalidad del campo, el cual cuenta con más de 600 pozos productores divididos en 5 zonas y más de 100 clústers.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Proponer una estrategia para el mejoramiento operativo del control de producción en pozos petroleros con sistema de bombeo electrosumergible en un campo de los Llanos Orientales.

1.2 Objetivos específicos

- ✓ Definir las diferentes prácticas de operación estructurada aplicadas al mejoramiento de los procesos operativos y de control del sistema de bombeo electrosumergible y los principales parámetros que intervienen en su funcionamiento.
- ✓ Analizar los principales impactos negativos que genera el no monitoreo constante de las variables definidas sobre el control adecuado de la producción y evaluar su impacto en el campo base de estudio.
- ✓ Definir los criterios de selección que permitan realizar la clasificación de los pozos candidatos del campo base de estudio, basado en las variables de los equipos de bombeo electrosumergible que inciden sobre el control de la producción.
- ✓ Proponer una estrategia operativa basada en las prácticas de operación estructurada como las rondas y el análisis operacional, que permitan mejorar el control de producción sobre los pozos del campo base de estudio.

2. Definición de prácticas OE y equipos BES

En el presente capítulo se dan a conocer algunos conceptos básicos de la industria de los hidrocarburos con el fin de brindar una mejor comprensión para el planteamiento, realización y aplicación de la propuesta a presentar para el mejoramiento del control de producción, la cual se basará en la aplicación de la operación estructurada con sus diferentes prácticas; entregas de turno, rondas estructuradas, cuidado básico de equipos (BEC), guías de control, ventanas operativas y análisis operacional por parte de los operadores.

Para este caso de estudio en el que se propondrá una estrategia basada en las prácticas de operación estructurada que permitan mejorar el control del proceso en las variables de producción para un campo colombiano de los llanos orientales, se identificó que para el año 2020, más del 90% de los pozos perforados utilizan para su etapa de producción un sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible (BES), razón por la cual se enfoca el análisis de las variables en este tipo de sistema teniendo en cuenta su predominio sobre otros sistemas como el bombeo mecánico (BM) y el bombeo por cavidades progresivas (PCP).

Teniendo en cuenta los formatos, guías de trabajo, reportes y experiencia en campo, se desarrollará un estudio sobre las condiciones del campo y una propuesta de cómo actuar en su beneficio, enfocado en el análisis operacional por parte del operador para prevenir las malas prácticas y decisiones que afectan la producción. Para esto se contará con los diferentes instructivos o procedimientos de operación y las guías de operación estructurada, que son el eje central aplicativo de este estudio.

2.1 Operación estructurada (OE)

La operación estructurada es una de las partes más importantes e influyentes en el desarrollo exitoso de una industria, ya que la implementación de sus diferentes prácticas; entregas de turno, rondas estructuradas, cuidado básico de equipos, guías de control, ventanas operativas y análisis operacional, permiten tener un control sobre los procesos y poder anticiparse a diferentes inconvenientes que se presentan durante el tiempo de ejecución de un proyecto. Para la industria de los hidrocarburos, es indispensable la ejecución de estas prácticas, debido a los frecuentes cambios que se dan durante el tiempo de producción, garantizando el funcionamiento óptimo de los equipos y del proceso.

La implementación de estas prácticas en los procesos de producción de hidrocarburos busca principalmente una operación segura, confiable y rentable. Segura para los trabajadores y la comunidad, donde los peligros y los riesgos son latentes en una industria calificada como una de las más peligrosas del mundo; esta seguridad se evalúa constantemente teniendo en cuenta las actividades que se realizan durante las jornadas laborales por medio de una matriz de riesgos que involucra las consecuencias y la probabilidad de que un accidente ocurra durante el desarrollo de las actividades por medio de los operadores. Esta matriz identifica actividades altamente peligrosas, pero su objetivo es solo detectarlas, es allí donde nacen las alternativas protectoras para prevenir los accidentes como son los debidos instructivos o procedimientos para desarrollar las actividades de la mejor forma posible disminuyendo la probabilidad de que ese riesgo llegue a consolidarse. Además, se deben tener alternativas mitigantes con el fin de reducir las consecuencias en caso de que ocurra el accidente. Todo esto es posible con la correcta realización de una matriz de riesgos y de un análisis extenso de su información.

Figura 1

Matriz de riesgos simple para análisis de seguridad.

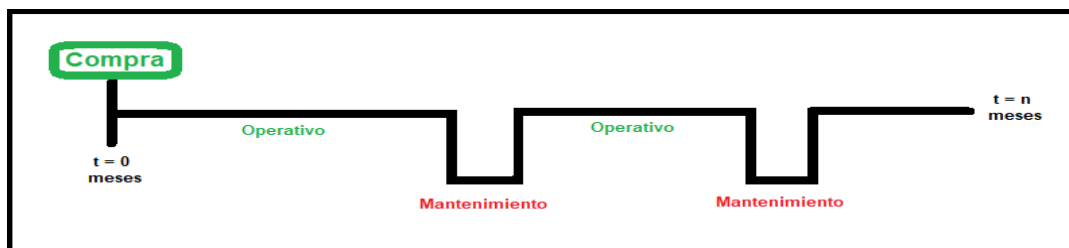
MATRIZ DE RIESGOS		PROBABILIDAD				
		Raro	Poco probable	Posible	Muy probable	Casi seguro
CONSECUENCIAS	Despreciables	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio
	menores	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio
	Moderadas	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto
	Mayores	Medio	Medio	Alto	Alto	Muy alto
	Catastroficas	Medio	Alto	Alto	Muy alto	Muy alto

Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Una operación confiable se refiere al tiempo en que los equipos y el proceso se encuentren operativos o funcionando, sin tener problemas que conlleven a detener por mantenimiento algún equipo o proceso. Este tiempo de confiabilidad de los equipos y de los procesos depende de las buenas prácticas que hay sobre los mismos, es decir, que se trabaje bajo condiciones que cuiden el proceso y esto se puede realizar por medio de la operación estructurada y de la implementación de sus diferentes prácticas para la preservación de su integridad con un funcionamiento adecuado en búsqueda de mayor tiempo de confiabilidad, como se puede apreciar en un ciclo de funcionamiento para cualquier equipo.

Figura 2

Ciclo de funcionamiento de un equipo con el tiempo para análisis de confiabilidad.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

A nivel de rentabilidad, la operación estructurada busca que con mejores prácticas se disminuyan los mantenimientos no planeados y se agilice el trabajo de los operadores para favorecer la producción de hidrocarburos. Una actividad tan lucrativa como es la industria de los hidrocarburos, en detalles mínimos, puede ver grandes ganancias y grandes ahorros, que es el objetivo de la optimización de procesos por parte de cualquier ingeniero.

La operación estructurada es un proceso sistemático y organizado que se desarrolla en todas las áreas operativas mediante la ejecución de mejores prácticas, esta forma de operar recibe diferentes nombres según el ambiente laboral en que se encuentre; por ejemplo, en una empresa operadora para el año 2020 se lleva a cabo la implementación de este método por medio de la guía de operación estructurada GAC-G-331 que según lo estipulado en (Cordoba, 2020) se manejan diferentes prácticas para su correcta ejecución, como lo son el análisis operacional, entregas de turno, rondas estructuradas, cuidado básico de equipos (BEC), guías de control y ventanas operativas. Hernández (2015), evidencia un ejemplo sobre la implementación de la operación estructurada en otro ambiente laboral, donde se ha detectado la falta de un modelo de producción, falta de capacitación de personal, inestabilidad de los operarios, falta de estándares de producción y falta de tiempos predeterminados, teniendo como consecuencia baja productividad en el sector.

2.1.1 Análisis operacional

El análisis operacional consiste en entender todo el sistema o proceso como un solo equipo, donde cualquier componente que falle, afectara el proceso de alguna manera, es decir, que cada equipo se comporte como un componente necesario para el desarrollo exitoso del proceso. El análisis debe ser extenso sobre cada componente para poder tomar las decisiones adecuadas a la hora de manejar una planta o campo de producción; este se debe basar en la

capacidad del proceso y en la capacidad de cada equipo o componente teniendo en cuenta sus variables de control y calidad. Por parte de los operadores del proceso, de los técnicos de tablero y de los supervisores, es de vital importancia tener muy claro las variables de control y lo que significan para el correcto funcionamiento de cualquier planta o cualquier industria.

El análisis operacional tiene como principio la observación sistemática de las condiciones operacionales tales como las variables de control de procesos y las variables de calidad. Según la guía HSE-G-033 de análisis operacional mostrada en Córdoba (2020), es vital un análisis centrado en el buen desempeño de los equipos, donde por métodos estadísticos de control se evalúa el correcto funcionamiento de los equipos y procesos, dando oportunidad a la mejora continua de los mismos. Por ejemplo, Pulido (2020), propuso un método a partir de herramientas estadísticas para el mejoramiento de un proceso de producción en una planta con la prevención de riesgos en actividades, funciones o procesos, que se han convertido en piezas fundamentales a la hora de minimizar la ocurrencia de eventos que son perjudiciales para las empresas.

2.1.2 Entregas de turno

Esta práctica es tomada a la ligera por parte de la mayoría de los trabajadores, y se subestima su potencial cuando se realiza correcta y seguidamente. En la guía GAC-G-297 de entrega y recibo de turno revisada en Córdoba (2020), se le da alta importancia a su debido cumplimiento, ya que esta práctica garantiza la continuidad efectiva del proceso.

Uno de los principales problemas en todas las industrias que no deben detener su operación en ningún momento, como es la industria de la producción de hidrocarburos, es la mala comunicación que existe entre sus trabajadores a la hora de realizar los cambios de turno, ya que el operador recién ingresado a su turno laboral no se da por enterado de diversas condiciones en las que se encontraban algunos equipos o el mismo proceso, afectando de entrada

su rendimiento laboral, ya que esto afectaría su capacidad de respuesta ante alguna eventualidad que ocurra sobre el campo, además del tiempo muerto que se tome en aclarar las dudas que le dejó su compañero por los cambios realizados al no habérselo comunicado y explicado. Esto sucede normalmente por factores personales del trabajador que entra a laborar como del que sale, como por ejemplo afán por salir del turno, peleas entre compañeros, cansancio acumulado, llegadas tarde o falta de interés en esta práctica; ocasionando inconvenientes en la continuidad efectiva de la operación por parte de sus trabajadores, algo que no debe ocurrir en una industria donde cualquier detalle cuesta.

Una correcta práctica de entrega y recibo de turno debe durar entre 15 y 30 minutos, donde sin afanes se explique al compañero todas las actividades realizadas durante el turno, las condiciones en que deja el lugar de trabajo, la condición de los equipos, los cambios realizados en el proceso, las actividades pendientes sobre el lugar de trabajo y las respectivas dudas que se tengan sobre el proceso para un análisis conjunto de estas. Además, la entrega de turno no solo debe ser personal, debe tener un respaldo escrito de informe con formato que cada empresa debe manejar para la verificación de una buena práctica en los trabajadores. El operador recién ingresado debe verificar la información comunicada por su compañero por medio de la visualización del informe escrito presentado, donde podrá tener un apoyo de toda la información entregada del estado de sus equipos y de su lugar de trabajo, y además darse por enterado de alguna otra situación que no se le haya comunicado.

2.1.3 Rondas estructuradas

Una ronda estructurada se define como una secuencia organizada de una lista de tareas teniendo en cuenta la ubicación geográfica e importancia de los equipos, del sistema o del proceso. Esta práctica debe formar parte de la labor diaria de los operadores de una planta en su

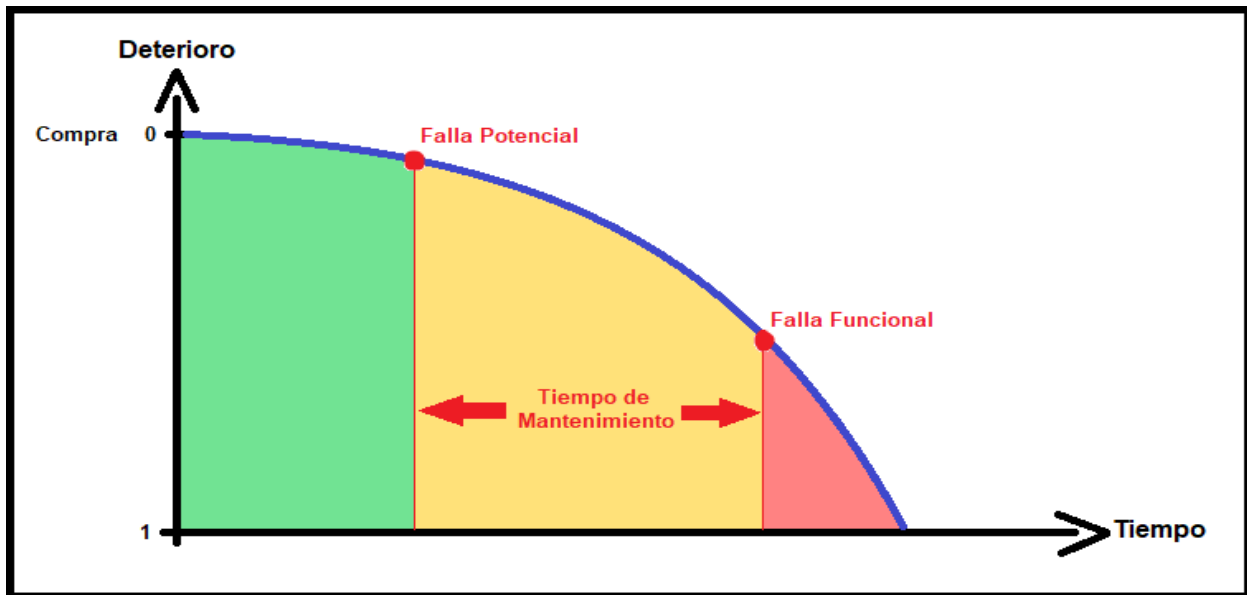
lugar de trabajo influente, ya que ellos son responsables del correcto desempeño de los equipos para asegurar su integridad y confiabilidad en el proceso.

Para un puesto de trabajo en cualquier industria se define un plan de mejores prácticas que soporte el puesto creado, allí se define su grado de importancia y las actividades de monitoreo que deben ser consideradas, estandarizadas y optimizadas para asegurar la correcta operación de los equipos en su área de influencia. Estas tareas o actividades de monitoreo se organizan y son analizadas constantemente para ser optimizadas por medio de recomendaciones técnicas o experiencia del día a día por parte de los ejecutores, ya que de este modo se podrá validar la conveniencia de modificarlas y así mejorar la ronda.

Las rondas estructuradas se crean con el fin de detectar cualquier señal de desviación en el comportamiento normal de un equipo, sistema o proceso, y así poder tomar acciones preventivas y correctivas por parte de los mismos operadores o supervisores, que garanticen la continuidad de la operación en el área ya sea normalizando o mejorando la eficiencia del proceso, que garanticen la integridad y mayor confiabilidad de los equipos, y que garanticen la rentabilidad del proceso con los cambios establecidos. Para el éxito de este objetivo, el operador de la ronda debe encontrar y analizar el punto de falla potencial de un equipo, que se refiere al punto en que el equipo pierde eficiencia por deterioro en el tiempo, este punto brinda la oportunidad de generar un aviso de mantenimiento, el cual será capaz de mejorar o mantener el equipo por más tiempo antes de que llegue a su punto final de falla funcional, donde el equipo se deteriora por completo y perderá toda su eficiencia. Con la curva de deterioro de un equipo con el tiempo, se pueden evidenciar los dos puntos (falla potencial y falla funcional), donde se aumenta la pendiente a medida que avanza el tiempo y por lo tanto el deterioro es más pronunciado, siendo vital una intervención del equipo en el tiempo de mantenimiento.

Figura 3

Curva de deterioro de un equipo con el tiempo.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

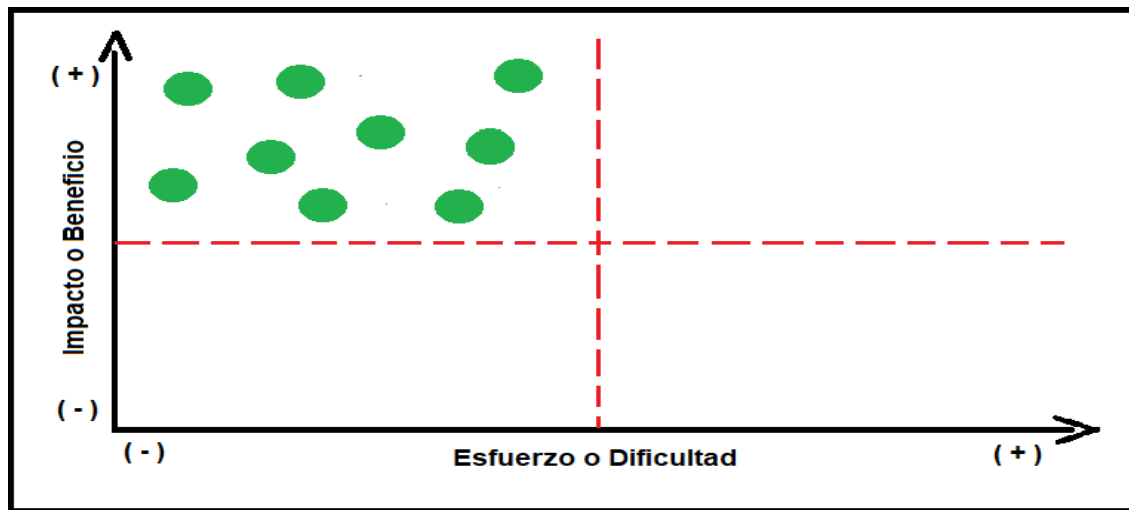
La información que se obtiene en una ronda estructurada ejecutada por un operador y analizada en conjunto con su supervisor, es tan valiosa que nos ayuda a determinar cuándo un equipo o sistema está funcionando correctamente o está perdiendo eficiencia, esto se logra no solo con la captura de datos numéricos en los lectores, también a partir de la percepción del operador con sus diferentes sentidos (olfato, visión, audio, tacto, gusto), con su conocimiento del área y con su experiencia en campo. Por este motivo se debe contar con la colaboración de los mismos ejecutores de la ronda que son los directamente implicados, con el listado de equipos y sus diferentes variables cualitativas y cuantitativas, con la ubicación específica de los equipos (Planos del área), y un análisis de las tareas más críticas y cambiantes. La guía GAC-G-298 analizada en Córdoba (2020), involucra las rondas en la industria de los hidrocarburos como una de las prácticas de mejora en el rendimiento de los trabajadores y sus funciones.

2.1.4 Cuidado básico de equipos (BEC)

El cuidado básico de equipos consiste en aumentar la confiabilidad del equipo en el tiempo, la cual depende de las condiciones de uso que le demos al mismo y así mejorar el ciclo de vida del equipo. Son unas tareas o acciones de mantenimiento menor que debe y puede realizar un operador sin dificultad, estas tareas son producto de varios estudios e inspecciones que buscan reducir llamados a personal de mantenimiento por actividades simples y costosas. Como se observa en la figura son actividades de poco esfuerzo y dificultad, pero a cambio generan un gran impacto y beneficio en los equipos.

Figura 4

Tareas de cuidado básico de equipos.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Las actividades de cuidado básico de equipos pueden ser de dos tipos; BEC programadas, que se encuentren en el plan de trabajo mensual o de las acciones preventivas planteadas por el equipo de trabajo conjunto entre los operadores y supervisores, o BEC por condición, que se refiere a aquellas que son producto de la ejecución de la ronda, que conllevan a corregir alguna

desviación del equipo identificada por el operador. Cualquiera de los dos tipos depende de la astucia y entrega del operador con sus equipos y la empresa donde labora, ya que estas tareas cuidan y preservan la integridad de los equipos generando ahorros en mantenimiento forzado.

Según la guía GAC-G-295) de cuidado básico de equipos visualizada en Córdoba (2020), para la realización de estas tareas el ejecutor debe contar con la información necesaria de la actividad, como lo es el procedimiento adecuado o instructivos de la actividad y los componentes que integran el equipo o proceso. Además, debe contar con una información de la entrega de turno confiable que asegure el motivo de la realización de la actividad, y también se tiene presente el estado en que se encuentran el resto de los equipos asociados al proceso, es decir, que se encuentren operativos, apagados, operando con fallas, en falla funcional, mantenimiento de campo o mantenimiento de taller.

Además del BEC, como practica para aumentar la confiabilidad de los equipos y del proceso, se tienen diferentes alternativas como el de la “Redundancia”, que es el uso de un número de componentes o equipos mayor al mínimo necesario con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema o proceso, ya que, si uno falla, se tiene inmediatamente un respaldo con otro equipo que garantice la continuidad de la operación. Para esto existen sistemas configurados en serie o en paralelo, que permiten identificar algunos equipos críticos debido a su impacto negativo en caso de una eventual falla.

Para la industria de los hidrocarburos se han venido implementando estas prácticas que son en beneficio de la operación, Zuluaga (2015) y Mendoza (2011) hablan del cuidado básico de equipos y las rondas estructuradas como una acción que agrega valor a la operación, tomando acciones preventivas en el proceso, es decir, anticipadas a la generación de un incidente o de una

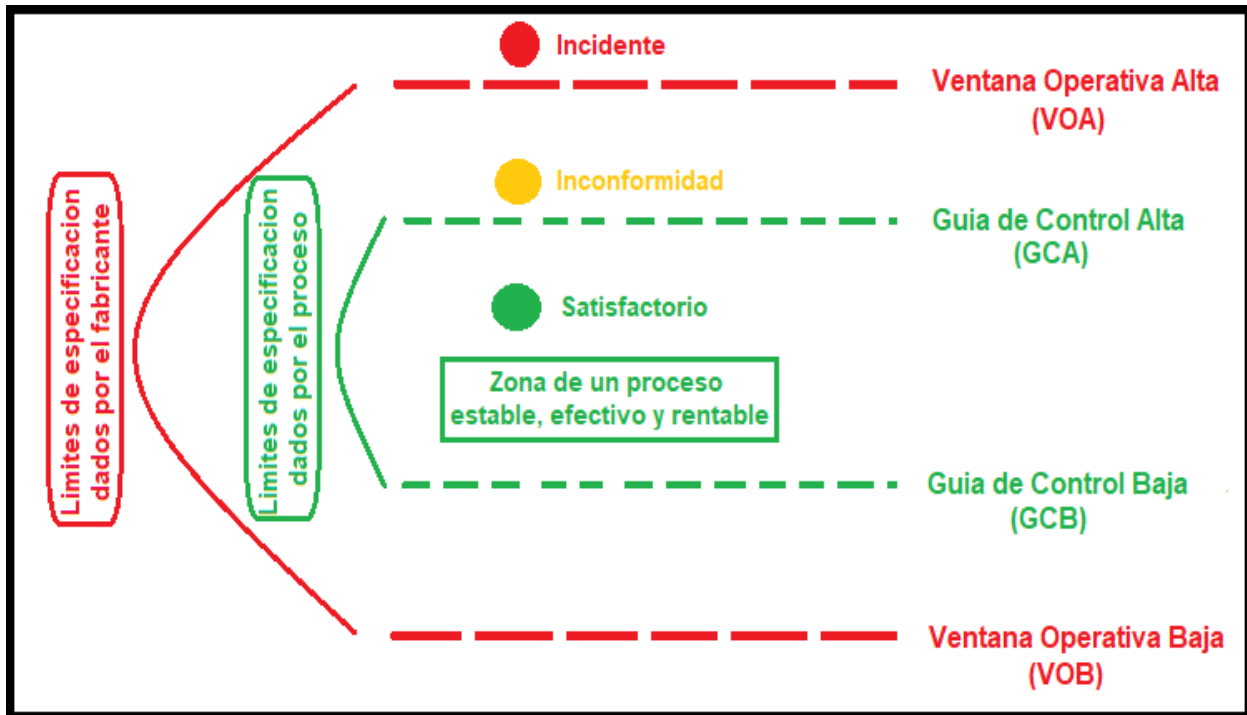
falla en un equipo, que normalmente se presentan a diario y por tanto su única respuesta era una acción correctiva sobre el equipo o proceso.

2.1.5 Guías de control y ventanas operativas

Las ventanas operativas son límites de especificación dados por el fabricante del equipo para no sobrepasar su capacidad en cierto aspecto (Temperatura, Presión, Contenido de agua y sedimentos, Vibración, etc.) y no afectar la integridad del equipo. Las guías de control son límites de especificación dados por el proceso en busca de estabilidad y por esto están sujetas a cambios, pero siempre deben estar dentro de los límites de las ventanas operativas. Estos límites se indican para puntos críticos de control cuantitativos (PCC), que pueden ser: variables del proceso (Presión, Temperatura), Aspectos de calidad (Contenido de agua y sedimentos BSW, Contenido de azufre H₂S) y condiciones de equipos (Vibración, Velocidad). Para una empresa operadora de un campo, según la guía GAC-G-296 mostrada en Córdoba (2020), si algún punto crítico de control sobrepasa la ventana operativa alta o la ventana operativa baja (VOA y VOB) en un equipo, se genera un Incidente que afecta la integridad del equipo, y si sobrepasa solo la guía de control alta o la guía de control baja (GCA y GCB), se genera una inconformidad por alteración a la estabilidad normal del proceso que es vital para su rentabilidad. Por el contrario, lo que se busca con el análisis y monitoreo de cada punto crítico de control perteneciente a un equipo, sistema o proceso, es que se mantenga sobre los límites de especificación definidos por ingeniería de acuerdo con las condiciones actuales, en una zona satisfactoria que garantice un proceso estable, efectivo y rentable. Con la siguiente figura se puede apreciar gráficamente en qué consisten las ventanas operativas y las guías de control, con la ubicación de un punto crítico de control en diferentes zonas que marcaran que las condiciones reales del proceso, donde con un estudio extenso de la situación se podrá determinar el causante de este comportamiento.

Figura 5

Guías de control y ventanas operativas para un punto crítico de control.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Es indispensable que cada punto crítico de control en los diferentes equipos, cuenten con la realización de esta práctica de ventanas operativas y guías de control, ya que a través de esta se puede ejercer un control y análisis del correcto funcionamiento de los componentes y del mismo proceso. El objetivo es mantener un proceso estable, donde estas variables no tengan cambios bruscos que violen los límites de especificación con el fin de asegurar su rentabilidad y confiabilidad por un mayor tiempo. Para el análisis y definición de estos límites de especificación se debe conformar un equipo de control especializado, validar la información sobre los equipos, determinar los equipos críticos del proceso, aclarar sus puntos críticos de control e identificar el orden de revisión más adecuado y óptimo.

2.2 Sistema de bombeo electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible (BES) es una de las grandes alternativas como sistema de levantamiento artificial (SLA), que consisten en suministrar energía al pozo para la producción de los fluidos de yacimiento. Un pozo de petróleo en ocasiones produce por flujo natural debido a que la energía entregada por el yacimiento es suficiente para que este llegue a las facilidades de superficie requeridas para su tratamiento y almacenamiento, sin embargo, en otras ocasiones esta energía no es suficiente y es allí donde se recurre a un sistema de levantamiento artificial que nos ayude a cumplir con esos requerimientos. Además, un SLA puede ser usado en ocasiones para aumentar la producción de los fluidos así el pozo se encuentre en flujo natural, teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento, del pozo y de las instalaciones del campo para la recolección y tratamiento de estos con el fin de incrementar las ganancias y cubrir los costos de inversión en el sistema.

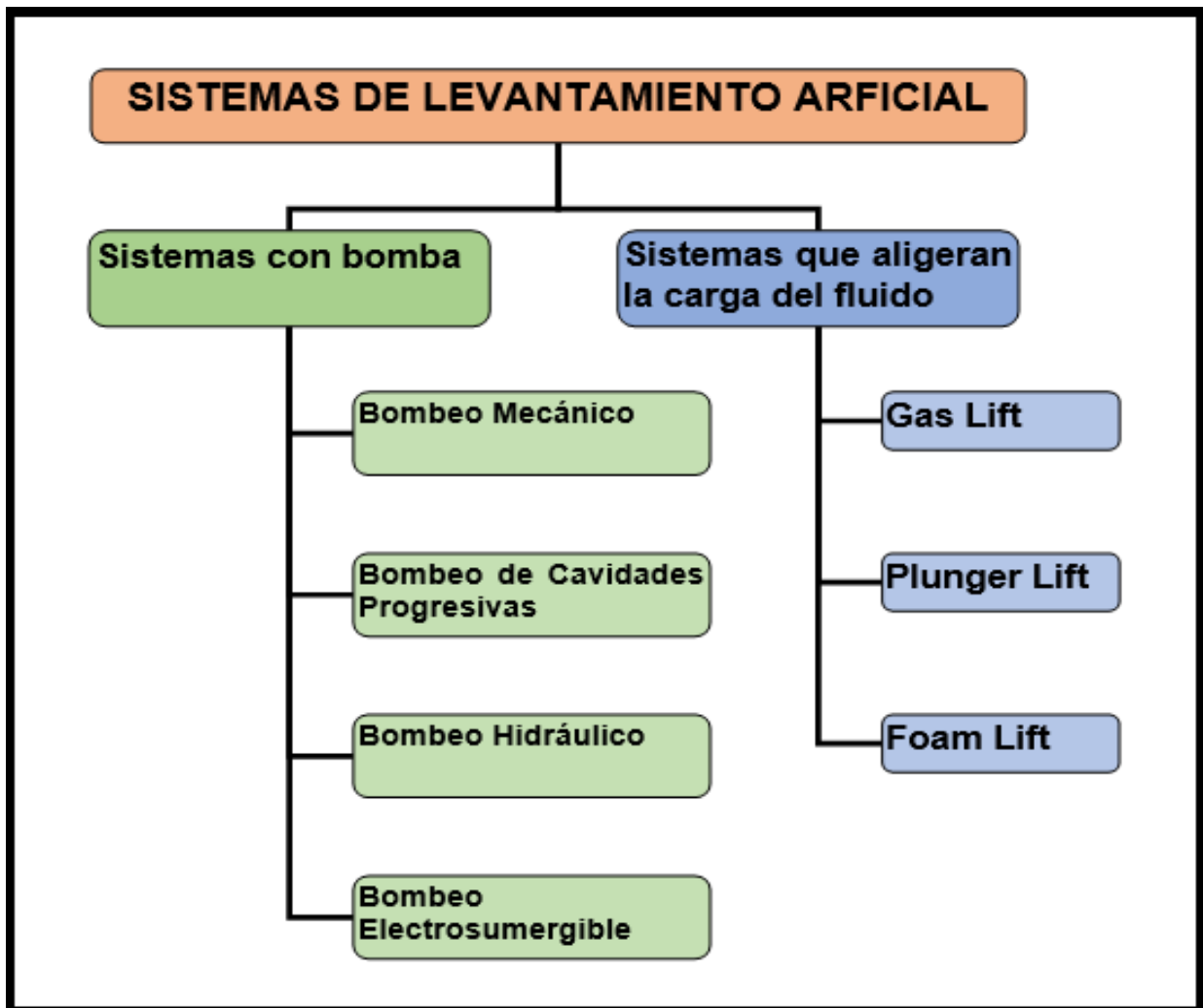
Todos los yacimientos contienen energía que es traducida a la presión en los fluidos y en la roca debido al peso de la columna estratigráfica almacenada durante años, donde esta presión al tener pozos o perforaciones, baja por la migración de fluidos y por lo tanto ocurre la declinación del yacimiento. La presión puede ser mantenida por inyección de agua de superficie o por un acuífero activo en subsuelo, pero normalmente la presión seguirá declinando y la pérdida de energía disminuirá la producción en los pozos. Es allí donde más se recurre a la implementación de un sistema de levantamiento artificial, ya que adicionan energía a los fluidos producidos en el pozo del yacimiento y son capaces de cumplir los requerimientos de presión con la que debe llegar el fluido a los sistemas de tratamiento y recolección en superficie.

Existen diferentes tipos de SLV, los sistemas con bombas ya sean de desplazamiento positivo como el bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas y el bombeo hidráulico o

bombas rotodinámicas como el bombeo electrosumergible, y otros sistemas que aligeran la carga del fluido como es el gas lift, plunger lift y el foam lift. Cada sistema tiene sus particularidades que se adaptan a diferentes condiciones de trabajo, siendo sometidos a un análisis extenso con el fin de garantizar su efectividad con lo que se requiere y así mismo lograr un diseño adecuado.

Figura 6

Clasificación de sistemas de levantamiento artificial.



Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

Para este caso el sistema de levantamiento artificial implementado es el bombeo electrosumergible debido a que su población supera el 90% de los pozos contra otros sistemas en el campo base donde se desarrolla este estudio. El bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de los fluidos y se ha posicionado como uno de los más utilizados en la industria de los hidrocarburos debido a los grandes beneficios que presenta su implementación, tanto operativamente como económicamente. Sin embargo, exige un mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

Es un sistema que utiliza una bomba en fondo de pozo accionada eléctricamente a través de un motor acoplado y conectado con un cable de potencia que proviene de la superficie alimentando el sistema. El sistema de bombeo cuenta con una serie de etapas con bombas centrífugas que proporcionan la energía necesaria para que el fluido avance del fondo del pozo hacia la superficie, adecuándose a las características del fluido de producción y del pozo. En resumen, todo inicia cuando envía una señal eléctrica de arranque hacia el motor por medio del cable de potencia desde los equipos de energía eléctrica en superficie guiados por un controlador, el encendido del motor ocasiona un giro en eje central del sistema acoplado a un protector del sello que previene que el fluido del pozo ingrese al motor eléctrico y seguidamente se acopla a la bomba centrífuga multi etapas donde se genera la succión o entrada del fluido de producción proveniente del yacimiento utilizando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido que se encuentra en el pozo. Además del controlador en superficie, se incluye un sensor de fondo, el cual se instala al final del equipo, con el fin de medir y monitorear las variables principales que involucra un sistema BES como son la presión de entrada a la bomba (PIP), presión de descarga de la bomba (PD), temperatura de entrada (TI), temperatura del motor (TM),

que permiten realizar un mejor análisis del comportamiento del equipo y así poder tomar las mejores decisiones cuando se presente una falla o anomalía que altere la integridad del sistema, o que altere la estabilidad del proceso en la producción por malas prácticas desarrolladas durante su funcionamiento y que se pueden evitar.

2.2.1 Condiciones de trabajo BES

El rango de aplicación para este sistema de levantamiento artificial es amplio en la mayoría de las variables consideradas, ya que los avances tecnológicos lo han convertido en una de las alternativas más flexibles y efectivas para diferentes condiciones de campo. En la siguiente tabla se muestra algunas de las condiciones que se deben tener en cuenta para el uso de este equipo, teniendo en cuenta que a mayor sean las exigencias, mayor será el costo tecnológico.

Tabla 1

Condiciones de trabajo para el bombeo electrosumergible BES.

Condición	Rangos
Profundidad de asentamiento	100 a 12000 ft, máximo 15000 ft
Caudal de producción	100 a 20000 BFPD, máximo 100000 BFPD
Temperatura de operación	100 a 300 °F, máximo 350 °F
Viscosidad del fluido	Limite cercano a los 200 cps
Desviación del pozo	Tanto en verticales como horizontales
Manejo de corrosión	De bueno a excelente con materiales de última tecnología
Manejo de gas	<10%, pero bueno con separadores de gas en fondo
Manejo de solidos	<200 ppm de arena, pobre manejo
Gravedad del fluido	>8 °API
Alimentación	Corriente eléctrica
Aplicabilidad costa fuera	Amplia

Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

En países como Colombia, este sistema se ha constituido como una interesante opción para las empresas operadoras encargadas de la producción de un campo petrolero, teniendo en cuenta algunos de sus beneficios y particulares ventajas como:

- ✓ Altos caudales de producción.
- ✓ Maneja altos cortes de agua.
- ✓ Pueden ser operadas con baja presión de fondo.
- ✓ Puede operar a velocidades de bombeo variables
- ✓ El equipo en superficie requiere poco espacio.
- ✓ Uso a cualquier profundidad.
- ✓ Buen manejo de gas con separadores.
- ✓ Adaptación a ambientes corrosivos y abrasivos.
- ✓ Uso en pozos desviados.
- ✓ Buen desempeño a altas temperaturas con materiales de última tecnología.
- ✓ Se puede instalar en pozos costa afuera.

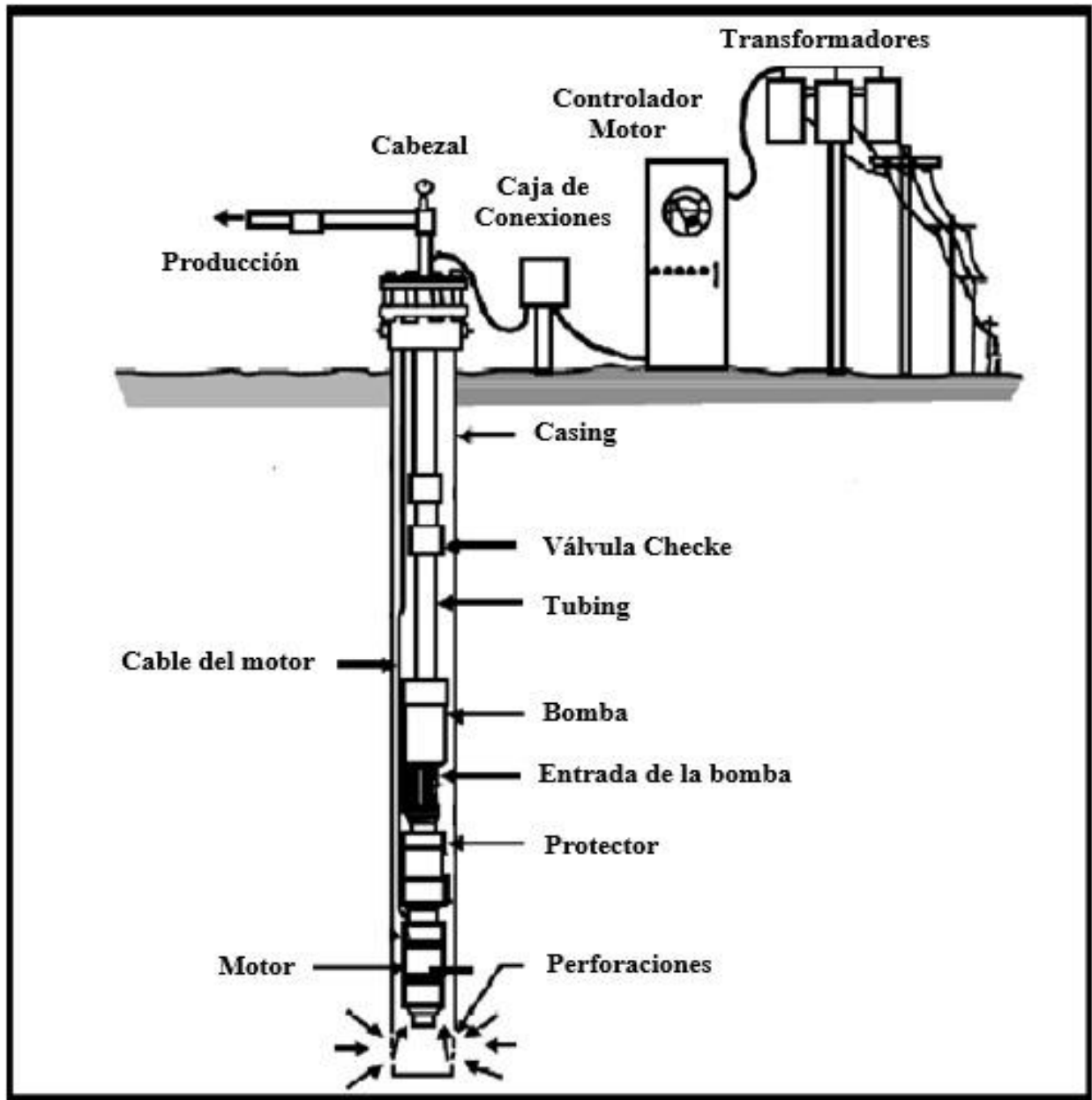
Por el contrario, se presentan algunas desventajas que son de vital importancia a la hora de decidir la implementación de este sistema como las siguientes:

- ❖ Alto costo inicial.
- ❖ Alto consumo de energía eléctrica.
- ❖ Requiere disponibilidad de energía eléctrica en cada pozo.
- ❖ Pobre manejo de sólidos o arena.
- ❖ Produce conificación de pozos por malas prácticas.
- ❖ Requiere estricto seguimiento a la temperatura especialmente en el cable de potencia.
- ❖ Puede presentar fallas por la presencia de gas libre en la bomba.

2.2.2 Componentes del bombeo electrosumergible

Figura 7

Partes de un sistema de bombeo electrosumergible en fondo y superficie.



Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

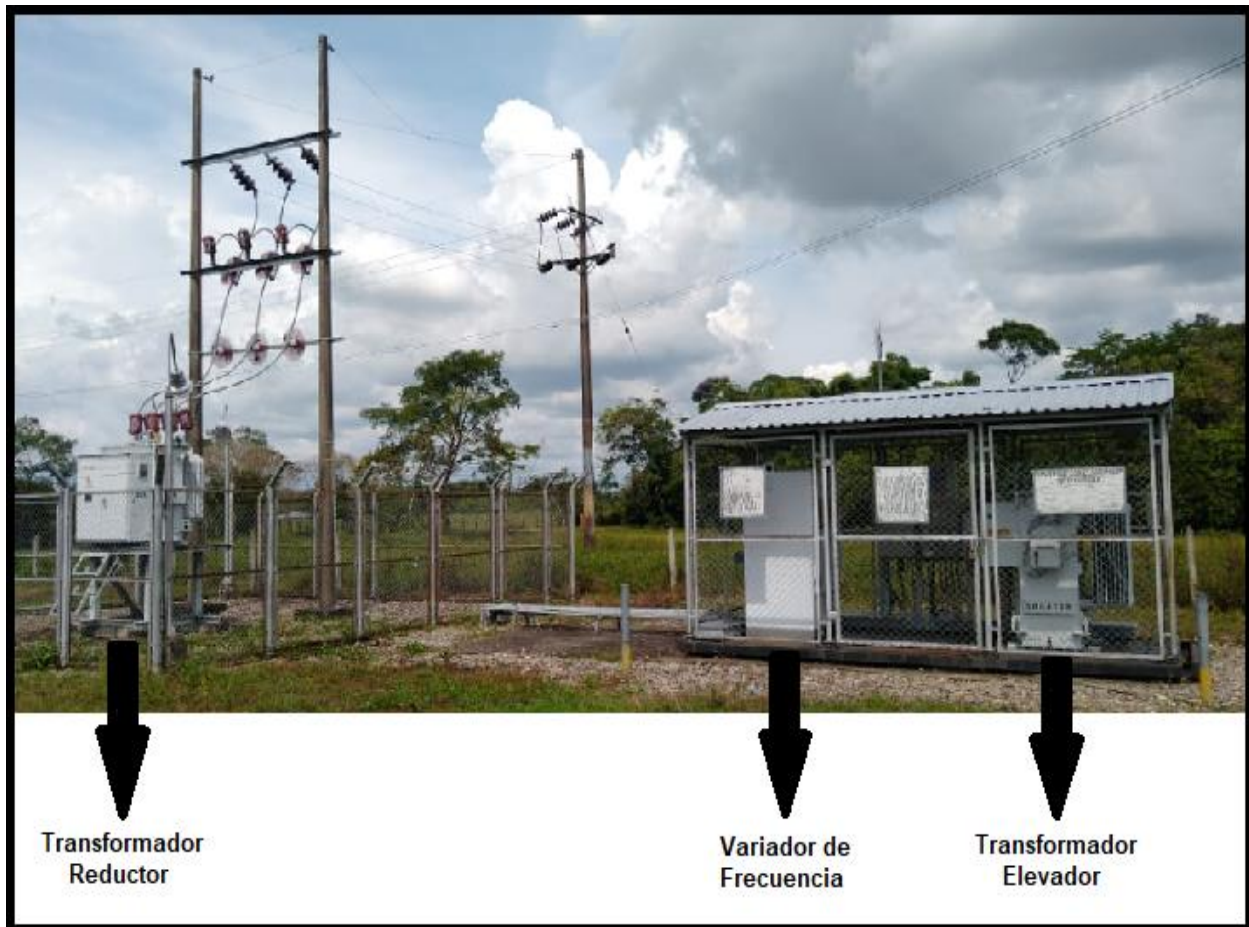
Los sub-equipos o componentes que conforman un sistema de bombeo electrosumergible pueden dividirse en dos grupos: equipos de superficie (transformadores, variador o controlador de frecuencia, caja de venteo, cabezal o árbol de navidad) y equipos de subsuelo (cable de potencia, motor, sello o protector del motor, intake, bomba). Además de otros equipos que son alternativas de uso para el sistema teniendo en cuenta las condiciones a las que se va a enfrentar con la producción como son los separadores de gas, sensores y otros accesorios. Peña (2005) y Martínez (2004) ayudan a aclarar algunos de los conceptos básicos sobre los diferentes componentes, el funcionamiento y el análisis de la operación del sistema de bombeo electrosumergible en campo con sus diferentes investigaciones.

2.2.2.1 Equipos de superficie. Son conformados por aquellos equipos visibles en superficie que suministran la energía eléctrica necesaria para operar los equipos de subsuelo por medio del eje central del motor, los cuales serán seleccionados de acuerdo con las condiciones de diseño del sistema de bombeo y del pozo.

➤ **Transformadores.** Es un dispositivo eléctrico que permite reducir o aumentar el voltaje o tensión de un circuito eléctrico de corriente alterna. Dicha corriente alterna es generada por un generador de potencia y llevada a los transformadores a través de las líneas de energía eléctrica, para que la utilicen según la capacidad y las indicaciones de los equipos utilizados. Por este motivo existen dos tipos: transformador reductor (SDT) que normalmente se usa a la entrada del variador de frecuencia y el transformador elevador (SUT) que se usa a la salida.

Figura 8

Transformador reductor y elevador reales en el campo base de estudio.



Fuente. Adaptado de transformadores y variador de frecuencia [Fotografía], por autor, 2020.

- **Variador o controlador de frecuencia.** Son equipos que permiten controlar las condiciones de operación con la frecuencia de trabajo del motor de la bomba. De acuerdo a las condiciones de operación en el pozo y de la bomba, se pueden ajustar y monitorear las variables desde superficie a través del uso del variador, como son la frecuencia, corriente y voltaje, sin la necesidad de sacar el equipo de subsuelo. Además del seguimiento de las variables, permite establecer límites de seguridad, transmitir los datos en tiempo real, analizar fallas, preñida y apagada de equipo, entre otras.

Figura 9

Variador o controlador de frecuencia real en el campo base de estudio.



Fuente. Adaptado de variador o controlador de frecuencia [Fotografía], por autor, 2020.

- **Caja de venteo.** Se instala cerca al cabezal del pozo, funciona como conexión del cable de potencia que suministra la energía eléctrica al motor con los equipos de superficie. Su función principal es ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través del caucho que recubre y protege el cable para evitar posibles explosiones. Además, provee un punto de medición y verificación de fácil acceso para de los parámetros de fondo.

Figura 10

Cajas de venteo reales en el campo base de estudio.



Fuente. Adaptado de caja de venteo [Fotografía], por autor, 2020.

- **Cabezal o árbol de navidad.** Es un símbolo para todos los pozos el cabezal de superficie, y es de gran importancia para el direccionamiento del fluido y las actividades de mantenimiento futuras debido a su juego de válvulas principales como; master inferior o de corte, lateral o win, suabeo, válvulas del anular y entre otras. Para un sistema de bombeo electrosumergible es sencillo identificar, ya que solo tiene el árbol de navidad y la tubería de producción normalmente llamada bajante por su inclinación a tierra.

Figura 11

Cabezal de un bombeo electrosumergible real en campo base de estudio.

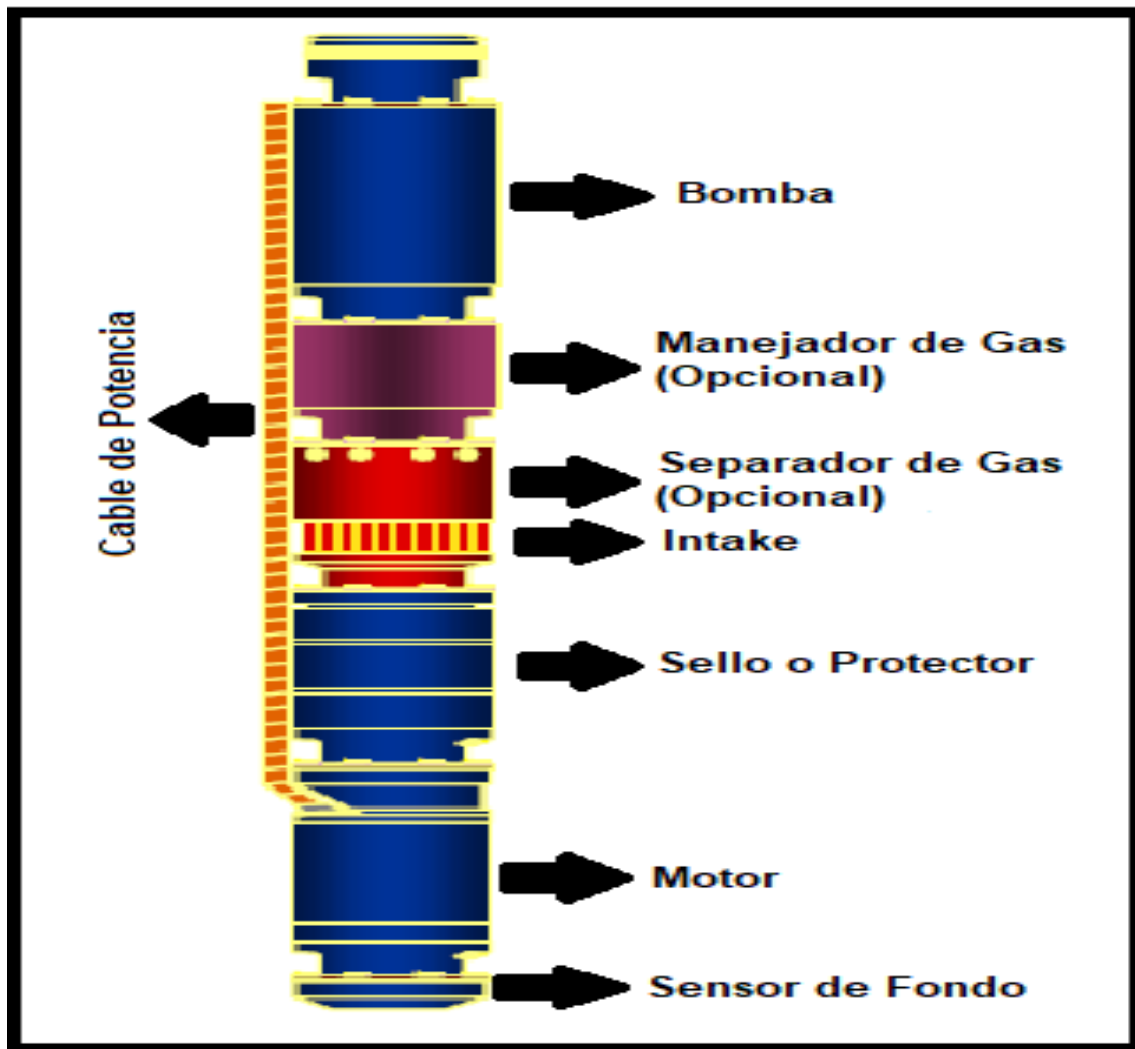


Fuente. Adaptado de cabezal de bombeo electrosumergible [Fotografía], por autor, 2020.

2.2.2.2 Equipos de subsuelo. Son aquellos equipos que son introducidos en el pozo de pozo en forma de tubería con ayuda del tubing dentro del casing. Son los equipos de mayor tecnología debido a las condiciones que enfrentan a mayor profundidad, como son la temperatura, presión, corrosión, abrasión, gas, etc.

Figura 12

Equipo de fondo o subsuelo común para un sistema de bombeo electrosumergible.



Fuente. Tomado y editado de Martínez Martínez, R. D., Córdoba, B. E. tutor, & Pérez, J. C. tutor. (2004). Descripción, diseño y monitoreo de una unidad de bombeo electro sumergible [recurso electrónico] / Robinson Darío m Martínez; directora Beatriz Eugenia Córdoba.

pozo, por este motivo se debe tener presente una adecuada selección del cable de potencia ya que tienen diferentes configuraciones y más, cuando el cable puede ser el componente más caro del sistema en pozos profundos.

Figura 14

Cable de potencia en superficie para sistema BES.



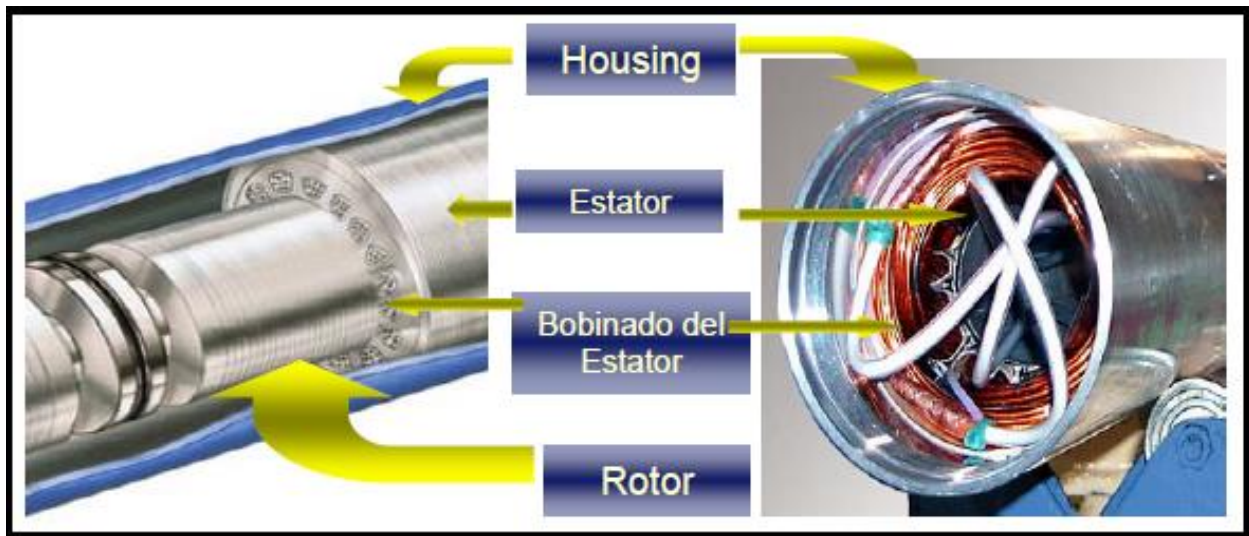
Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

- **Motor.** Este equipo es muy parecido a los motores eléctricos de superficie, pero adecuados a las condiciones extremas de un pozo. Comúnmente son motores de inducción trifásicos, tipo jaula de ardilla con dos polos de carga, que transforman la energía eléctrica en energía cinemática o mecánica, haciendo girar un eje central que proporciona la energía suficiente para el sistema, girando entre 3400 a 3500 revoluciones por minuto (RPM) con una frecuencia de 60 HZ. En general el motor consta con dos partes principales: el estator, que es una carcasa que genera el campo magnético al hacer circular la corriente por su bobinado y deja un espacio en el centro para el rotor, que está compuesto por un eje y pequeños rotores que aportan la potencia al equipo, donde se aprovecha la corriente del estator para generar un

movimiento rotacional en el eje, este movimiento es transmitido a todo el sistema, en especial a la bomba utilizando diferentes conectores entre los componentes.

Figura 15

Motor tipo jaula de ardilla para bombeo electrosumergible.



Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

- **Sello o protector del motor.** Es una pieza fundamental en el ensamblaje del sistema, ya que absorbe los esfuerzos que puedan estar presentándose en fondo y evitar la reducción de la vida útil del equipo. Entre sus funciones principales esta evitar el ingreso de fluido del pozo al motor, equilibrando la presión interior del protector con la presión externa del fluido del pozo, ya que, si esto ocurre puede ser un daño irreparable del sistema. Además, actúa también como reservorio de aceite para el motor, soportando las cargas axiales desarrolladas por la bomba y transmitiendo el torque o movimiento generado por el motor hacia la bomba, a través del eje central del protector. Existen diferentes tipos de protectores que se adecuan a diferentes condiciones, uno de los más comunes y utilizados es el tipo laberinto, que contiene

una cámara laberíntica que usa como principio de funcionamiento la diferencia de gravedad específica entre el fluido del pozo y el aceite de motor para mantenerlos separados a pesar de que se encuentren en contacto directo.

Figura 16

Sello o protector de motor visualizado externamente.



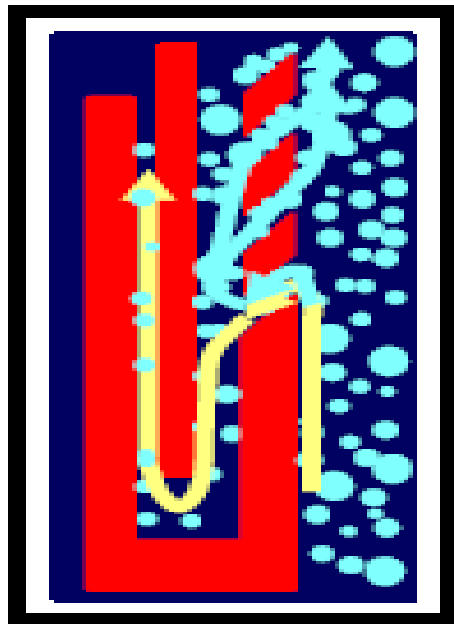
Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

- **Intake.** Es la sección o punto de entrada del fluido del pozo al sistema, estos tienen unos cojinetes normalmente metálicos estándar, pero debido a recomendaciones de ingeniería se han venido cambiando por cojinetes resistente a la abrasión debido a la caída de presión en este punto y al contenido de sólidos que producen la abrasión, aumentando el rendimiento y tiempo de servicio del sistema BES.
- **Separador y manejador de gas.** Uno de los aspectos que más degradan el rendimiento de un sistema de bombeo electrosumergible, es la alta presencia de gas libre en el fluido producido a la entrada de la bomba, ya que ocasiona cavitación y altas vibraciones alterando la

integridad del equipo, donde teniendo en cuenta la cantidad de gas se decide incluir un separador, manejador o ambos antes de la entrada a la bomba. Su principal función es separar el gas del líquido, para que siga su camino por la bomba y el tubing, para esto existen dos tipos: el estático, que tiene una multitud de pasajes que cambian la dirección del fluido favoreciendo la coalescencia del gas para que fluya hacia el anular, y el dinámico, que cuenta con una cámara de centrifugado donde los fluidos más pesados como el líquido se desplazan hacia una zona externa redirigidos hacia la bomba y el gas sale más adelante por el anular. La diferencia entre un manejador y un separador de gas, principalmente se basa en la capacidad menor que tiene el manejador de gas para cumplir esta función, por lo tanto, a veces es necesario el uso de los dos equipos.

Figura 17

Funcionamiento de un manejador o separador de gas.

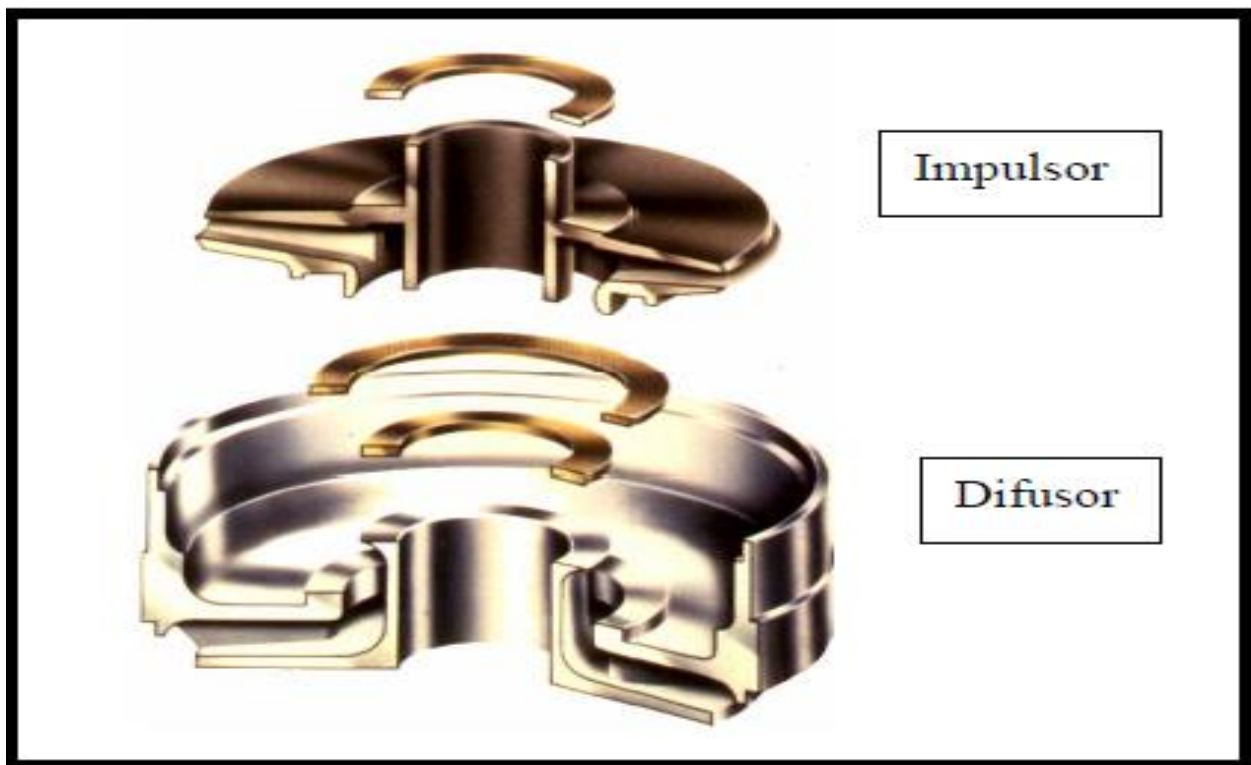


Fuente. Tomado y editado de Martínez Martínez, R. D., Córdoba, B. E. tutor, & Pérez, J. C. tutor. (2004). Descripción, diseño y monitoreo de una unidad de bombeo electro sumergible [recurso electrónico] / Robinson Darío m Martínez; directora Beatriz Eugenia Córdoba.

- **Bomba.** Es el componente principal donde radica la importancia del sistema de bombeo electrosumergible, ya que es donde se entrega al fluido la energía necesaria para ascender por la línea de producción. Es una bomba centrífuga que crea una presión positiva mediante la rotación, por medio de una serie de etapas constituidas por dos partes principales: el impulsor, que es una serie de alabes que giran formando un vacío parcial para la succión del impulsor, transfiriendo energía cinética al fluido de producción que circula a través de él, y el difusor, que es como una carcasa que recibe el fluido y convierte esa energía cinética a energía potencial, elevando la presión de descarga.

Figura 18

Impulsor y difusor de una bomba electrosumergible.

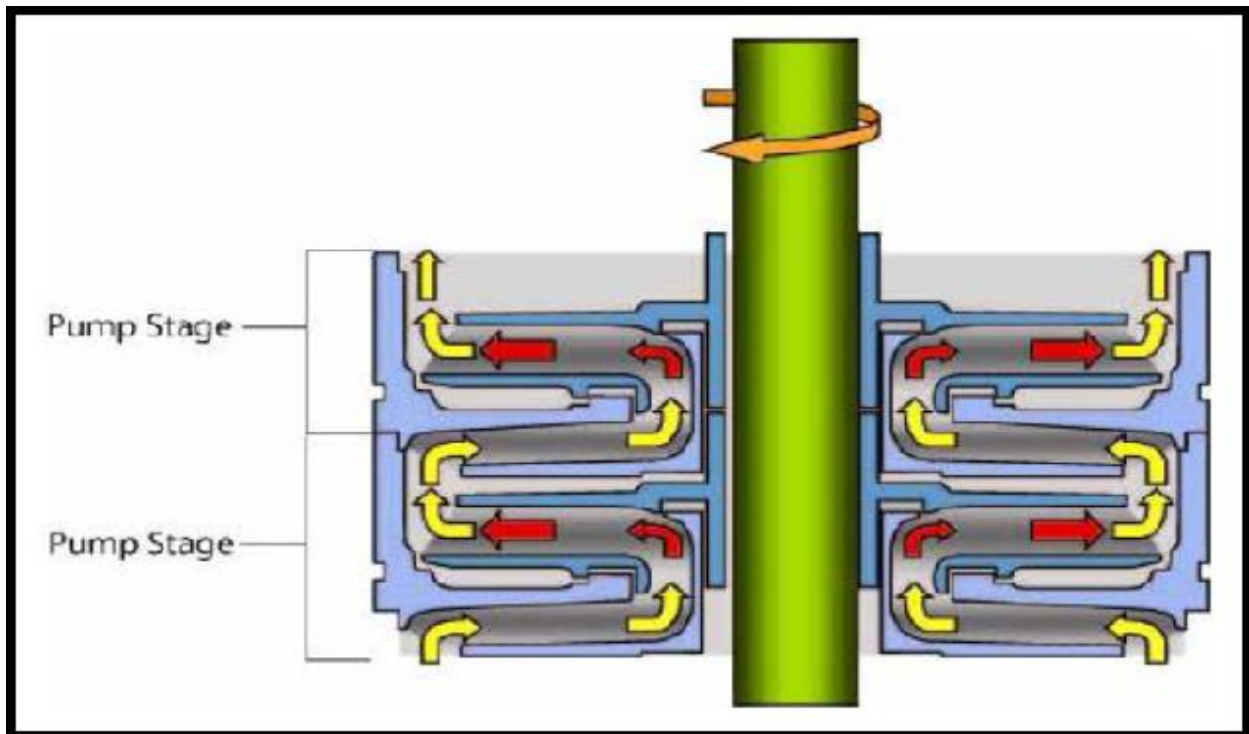


Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

Una etapa constituida por un impulsor y un difusor confiere una pequeña cantidad de energía traducida a presión al fluido, por lo cual se hace necesario la utilización de varias etapas con el fin de cumplir los requerimientos para que el fluido llegue a superficie o a los sistemas de recolección esperados. Se debe seleccionar una bomba multietapa teniendo en cuenta las diferentes alternativas de empresa y catálogos, donde cada bomba se adecua a las condiciones del pozo y de energía esperada, llegando a veces a tener más de 100 o 200 etapas en su diseño, buscando la mayor eficiencia posible para la tasa de producción deseada en el pozo.

Figura 19

Funcionamiento de una bomba electrosumergible multietapa.



Fuente. Tomado y editado de Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.

2.2.3 Variables

En todas las industrias, existen bastantes condiciones que se deben cumplir para un proceso y sus diferentes equipos, asegurando su correcto funcionamiento, preservando su integridad, aumentando su tiempo de confiabilidad y manteniendo la seguridad de sus operadores. Para esto se tienen en cuenta unas variables del equipo o sistema, que tienen que ser monitoreadas y analizadas por los trabajadores con ayuda de la parte ingenieril del campo o empresa, con el fin de garantizar una larga confiabilidad del sistema y disminuir costos por mantenimientos forzados que se hubieran podido evitar.

Normalmente se cuenta con un sistema que controle o monitoree las variables de forma remota por parte de un operador o automáticamente por parte de la tecnología, donde se obtendrá información en tiempo real del equipo seleccionado. Para un sistema de levantamiento artificial como el bombeo electrosomergible se debe tener un seguimiento continuo y confiable ya sea por parte de un software tecnológico o por parte del operador y sus herramientas de datos. De una u otra forma, el objetivo es que se tiene que tener información inmediata de datos recientes o históricos de cualquier equipo, se debe tener la capacidad de enviar o recibir información del funcionamiento para detectar desviaciones o alarmas de los equipos, con el fin de actuar rápidamente y tomar acciones preventivas sobre los equipos, evitando acciones correctivas que afecten la integridad del equipo para siempre. Además del monitoreo, las variables estudiadas deben tener un análisis extenso de su importancia, ya que, el conocimiento del equipo y sus diferentes variables garantizaran un buen ejercicio de análisis operacional sobre el sistema que tendrá grandes beneficios y optimización.

Para el análisis en un equipo BES, es necesario tener en cuenta dos tipos de variables monitoreadas que, dependiendo la calidad y confiabilidad de su información, garantizaran el

buen estado del sistema y su óptimo funcionamiento. Estos dos tipos, son las variables cualitativas y las variables cuantitativas, que son definidas por medio de diferentes análisis en diferentes grupos ingenieriles de trabajo, expertos en el proceso y en los equipos de bombeo electrosumergible basados en el funcionamiento, confiabilidad, riesgos, mantenimiento, inspección, seguridad, costos y rentabilidad.

2.2.3.1 Variables cualitativas BES. Son variables estadísticas que describen las características físicas, cualidades o una circunstancia de un objeto, situación o persona, con la condición de no usar datos números. Un ejemplo puede ser la forma geométrica de un objeto (cuadrado, círculo, triángulo), sin embargo, estas variables pueden ser llevadas a un ambiente numérico para mayor entendimiento y análisis, como decir cuántos objetos son de forma cuadrada, siempre teniendo en cuenta la categoría de la variable no numérica o cualitativa.

Sus principales características son: especifica una cualidad o condición, no otorga datos específicos, no son numéricas, y sus valores pueden tener entre dos opciones (dicotómica), o más de dos (politómicas). Además, se pueden clasificar en 3 tipos de variables cualitativas: Nominales (no tienen algún tipo de orden y son menos precisas matemáticamente, por ejemplo, el color de un objeto), Ordinarias (constan de un orden secuencial, por ejemplo, el estrato socioeconómico), y las Binarias (solo tienen dos opciones para elegir, por ejemplo, si se tiene mascota o no en la casa).

Las variables definidas por ingeniería para equipos de bombeo electrosumergible según su funcionamiento y mantenimiento, se calificaron en 3 grandes grupos: HSE, integridad y confiabilidad. Las variables HSE se refiere a aquellas condiciones que afecten la salud, seguridad y medio ambiente del operador y del equipo monitoreado. Las variables de integridad se refieren a aquellos aspectos que puedan ser alerta de una falla en el equipo o de una condición

inadecuada en el proceso. Y por otro lado las variables de confiabilidad, que son aquellas que nos permiten tener un control sobre el equipo y su correcto funcionamiento con el fin de preservar su seguridad y confiabilidad por largo tiempo. Para las variables cualitativas se tuvo en cuenta 7 variables de HSE y 7 variables de integridad observadas en las siguientes tablas.

Tabla 2

Variables cualitativas de HSE definidas por ingeniería.

Variables de HSE	Unidades	Tipo de variable
Presencia animales	-	Cualitativa
Rejilla faltante	-	Cualitativa
Daño encerramiento	-	Cualitativa
Materiales extraños en pozo	-	Cualitativa
Deficiencia iluminación	-	Cualitativa
Necesidad de rocería	-	Cualitativa
Existencia línea a tierra	-	Cualitativa

Fuente. Autor.

Tabla 3

Variables cualitativas de integridad definidas por ingeniería.

Variables de integridad	Unidades	Tipo de variable
Anomalías de integridad	-	Cualitativa
Perdida contención	-	Cualitativa
Existencia fuga de gas	-	Cualitativa
Fuga de liquido	-	Cualitativa
Afloramiento emanación gas o liquido	-	Cualitativa
Burbujeo en contrapozo	-	Cualitativa
Fugas sistema pack off penetrador BES	-	Cualitativa

Fuente. Autor.

Estas variables son tomadas por el operador de campo, con presencia en cabeza de pozo y en los equipos de superficie del sistema de bombeo electrosumergible, son claras con su enunciado, pero por ser cualitativas, dependen de la percepción humana de los observadores, que es diferente en cada persona. Por ejemplo, el color de un material es una variable cualitativa, y aunque puede ser específica, para una persona puede ser rojo, para otra puede ser naranja, y esto condiciona fuertemente su monitoreo, por tal motivo se deben tener opciones claras a elegir y es indispensable una buena capacitación para asegurar el entendimiento por parte del observador o ejecutor de esta actividad en los pozos del campo.

2.2.3.2 Variables cuantitativas BES. Son aquellas variables estadísticas que brindan como resultado un valor numérico y por lo tanto de fácil interpretación matemática. Un ejemplo puede ser cantidad de personas viviendo en una casa (1, 2, 3, 4 o más). Sus principales características son: expresan valores con números, son las más utilizadas por su facilidad de manejo matemático, se pueden utilizar en diferentes gráficos de interpretación. Además, las variables cuantitativas se pueden clasificar en dos tipos: Discreta (comprende valores exactos o de números enteros, por ejemplo, número de hijos en la familia), y Continua (que puede tener valores intermedios o decimales siendo más específicos, por ejemplo, el peso en gramos).

Lorenzo (2007) y Manteiga (2012), con sus libros de estadística descriptiva y aplicada, dan los conceptos básicos e importancia del análisis de las variables estadísticas por diferentes métodos y gráficos de interpretación, mostrando algunas de las diferencias más importantes entre los tipos de variables, donde las variables cualitativas expresan características o cualidades y las variables cuantitativas representan valores numéricos. Otra diferencia es que las cuantitativas suelen ser más específicas mientras que la cualitativa suele ser amplia y relativa, y aunque ambas

son muy usadas para el análisis de un proceso o equipo las variables cuantitativas dan un resultado específico que no da margen de duda, ya que no depende de la percepción humana.

Para este caso en el que se enfocara la propuesta para iniciar en las bombas electrosumergibles del campo se tuvieron en cuenta por parte de ingeniería unas variables cuantitativas de integridad y de confiabilidad visualizadas a continuación en las tablas. Cabe resaltar que estas variables, en algunos pozos, pueden ser monitoreadas automáticamente por un sistema o software que se desarrolle e implemente en el campo de estudio, debido a su facilidad de ser más específica con sus valores numéricos y que no depende de la percepción humana del operador, ya que simplemente es un valor que brinda el equipo o proceso sobre su funcionamiento. Sin embargo, aunque exista una tecnología en el campo que permita la captura automática de estas variables cuantitativas, este sistema normalmente no monitorea todos los pozos de la zona debido a problemas de logística y operación, ya que a menudo se perforan pozos nuevos constantemente y, además, ocurren fallas en los sistemas de comunicación de los pozos y de superficie, que hacen indispensable la visita y verificación de las variables en las áreas por parte de los operadores de campo.

Tabla 4

Variables cuantitativas de integridad definidas por ingeniería.

Variables de integridad	Unidades	Tipo de variable
Presión THP	psi	Cuantitativa
Temperatura THT	°F	Cuantitativa
Presión anular A atmosfera CHP	psi	Cuantitativa
Presión anular B recirculación CHP	psi	Cuantitativa

Fuente. Autor.

Tabla 5

Variables cuantitativas de confiabilidad definidas por ingeniería.

Variables de confiabilidad	Unidades	Tipo de variable
Frecuencia	hz	Cuantitativa
Corriente VSD	amp	Cuantitativa
Voltaje VSD	voltios	Cuantitativa
Presión intake PIP	psi	Cuantitativa
Presión descarga PD	psi	Cuantitativa
Temperatura intake TI	°F	Cuantitativa
Temperatura motor TM	°F	Cuantitativa

Fuente. Autor.

Estas variables normalmente deben ser monitoreadas de forma remota y en tiempo real por medio de un software de control y monitoreo, sin embargo, esto depende del grado de inversión, tecnología y disponibilidad con el que cuenta el campo, donde siempre se tiene problemas de comunicación, de dinero y de cambios que se presentan con pozos nuevos a menudo. Por estos motivos es necesario el monitoreo real y constante de estas variables cuantitativas y del conocimiento de su función por parte de los operadores de campo, que serán tomadas en cabeza de pozo (presión THP, temperatura THT, presión de anulares a la atmosfera y de recirculación CHP), en el variador (frecuencia del motor que nos indica la velocidad con que funcionara en HZ, la corriente suministrada por el cable de potencia en AMP y el voltaje suministrado al sistema) y en el lector del sensor de fondo (la presión de entrada a la bomba dada por la gravedad del fluida y la altura de la columna hidrostática desde el intake PIP, la presión de descarga que entrega la bomba multietapa al sistema PD, la temperatura de entrada a la bomba TI y la temperatura del motor en fondo TM).

3. Análisis de impacto por operación estructurada

Un análisis se refiere a un estudio extenso de determinada situación o condición, con el fin de poder comprender sus posibles causas y así evaluar sus eventuales consecuencias en el proceso o en cualquier equipo involucrado. Una correcta ejecución de esta práctica de análisis operacional en el funcionamiento de los equipos y el sistema por parte de los operadores e ingenieros del campo a cargo, es de vital importancia para garantizar el óptimo funcionamiento de cualquier planta y de cualquier industria, ya que permitirá actuar al trabajador de forma preventiva y no correctiva, es decir, que se pueda adelantar corrigiendo o mejorando cualquier condición inadecuada en el campo que altere la estabilidad y la confiabilidad de los equipos en el proceso. Además, permite distinguir y definir algunos estados del sistema en el campo que no deben darse sobre los equipos y así poder definir buenas prácticas de operación en todas las áreas, que proporcionen ventajas a la ejecución de las labores de los operadores por medio de los procedimientos desarrollados en sus diferentes actividades y tareas, como por ejemplo que se ahorre tiempo en la ejecución, que sean más seguras, más confiables, entre otras.

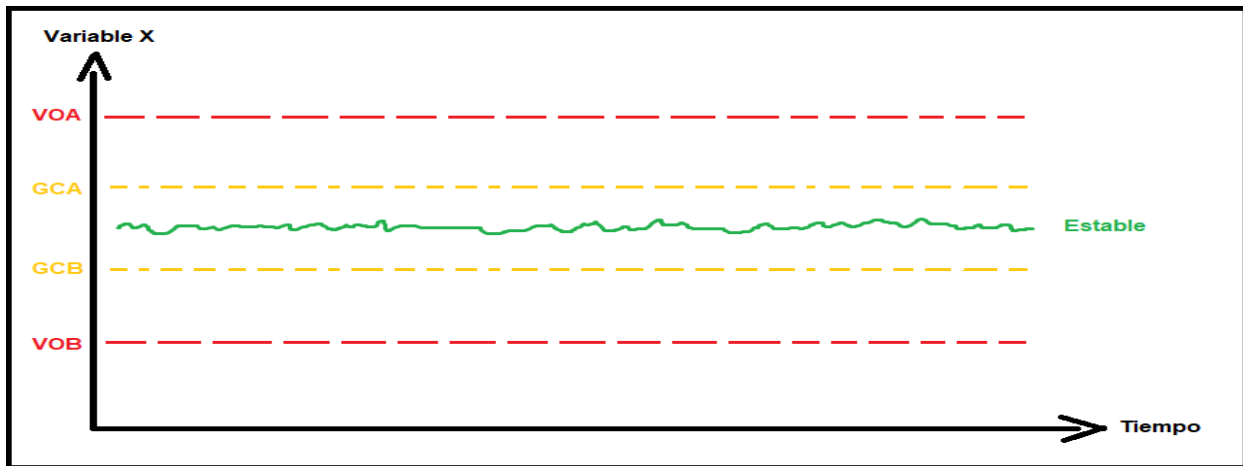
Para realizar un adecuado análisis operacional del impacto ocasionado por alguna condición de trabajo en los equipos, el ambiente, el proceso o el trabajador, para poder distinguir sus diferentes desventajas y beneficios, se debe tener con anterioridad un conocimiento del área y de los equipos involucrados, como son la ubicación geográfica de la zona, la organización del área, la cantidad de población, los tipos de equipos presentes, el diseño básico de los equipos, los componentes importantes, su funcionamiento habitual y óptimo, las variables operacionales, los procedimientos desarrollados, las actividades frecuentes del campo y el material con el que se cuenta para la ejecución de las actividades. Esto con el fin de tener una visión más generalizada de todos los factores involucrados y poder realizar un análisis más detallado teniendo en cuenta

toda la información y conocimiento del tema a evaluar. En la operación estructurada es un punto clave, ya que, sin una correcta aplicación de esta práctica de análisis operacional en los procesos de producción, el resto de prácticas OE como entregas de turno, rondas estructuradas, cuidado básico de equipos, ventanas operativas y guías de control, pierden validez, fuerza y utilidad para el operador y el ingeniero a cargo. Así mismo la realización de estas prácticas anteriormente mencionadas ayudan a entender y analizar más a fondo cualquier condición que se presente en campo, principalmente las guías de control y ventanas operativas de una variable de un equipo o del proceso en general. Con el fin de aclarar las ventajas sobre el control de la operación con esta práctica se mostrarán diferentes situaciones que son reflejo de las condiciones del sistema, donde se tienen en cuenta siempre los mismos ejes, donde X (horizontal) refleja el cambio con el tiempo, y el eje Y (vertical) refleja el comportamiento de determinada variable con el tiempo. Además, se incluyen los límites de especificación de las ventanas operativas y guías de control altas y bajas que pueden tener cualquier valor que considere la variable para determinadas funciones. Cabe resaltar que normalmente estas graficas son usadas en variables cuantitativas por sus valores numéricos, pero sin embargo para variables cualitativas se puede especificar las condiciones en que esta variable se sale de lo normal y pierde estabilidad en el proceso.

Situación 1. Para el primer caso se observa el comportamiento de una variable estable en el tiempo durante el proceso, que no varía y tiende a ser lineal, comprendida entre los límites de especificación sin ocasionar ninguna inconformidad o incidente del equipo que involucre la variable. Por ejemplo, que el consumo de corriente del motor (amp) de un sistema BES se mantenga constante puede indicar el buen estado del proceso y el correcto funcionamiento del motor sin esfuerzos desmedidos.

Figura 20

Análisis de variable estable con el tiempo.

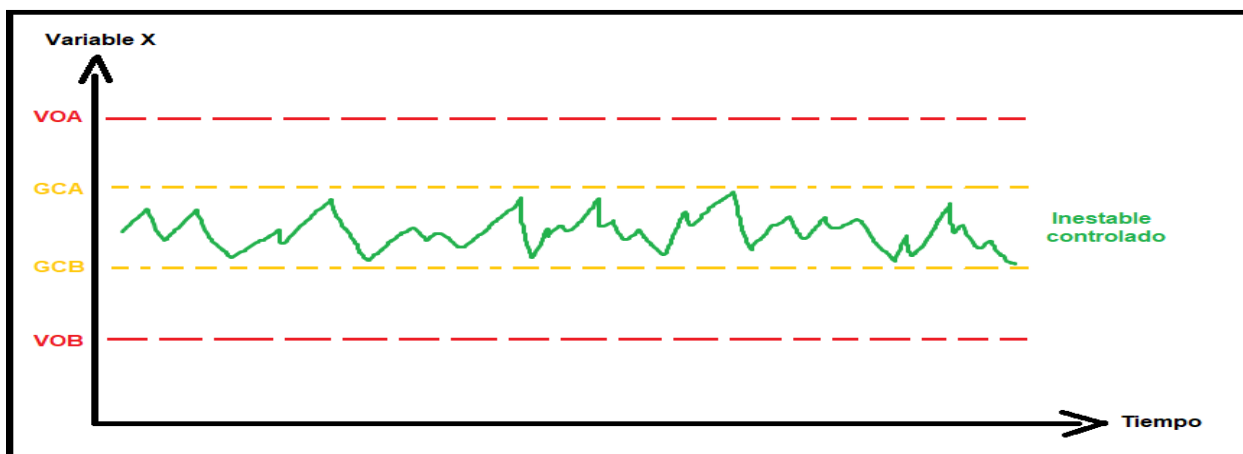


Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Situación 2. En este caso se ve una variable que se mantiene dentro del límite especificado, pero no está estable y puede generar inconformidades en cualquier momento.

Figura 21

Análisis de variable inestable controlada con el tiempo.

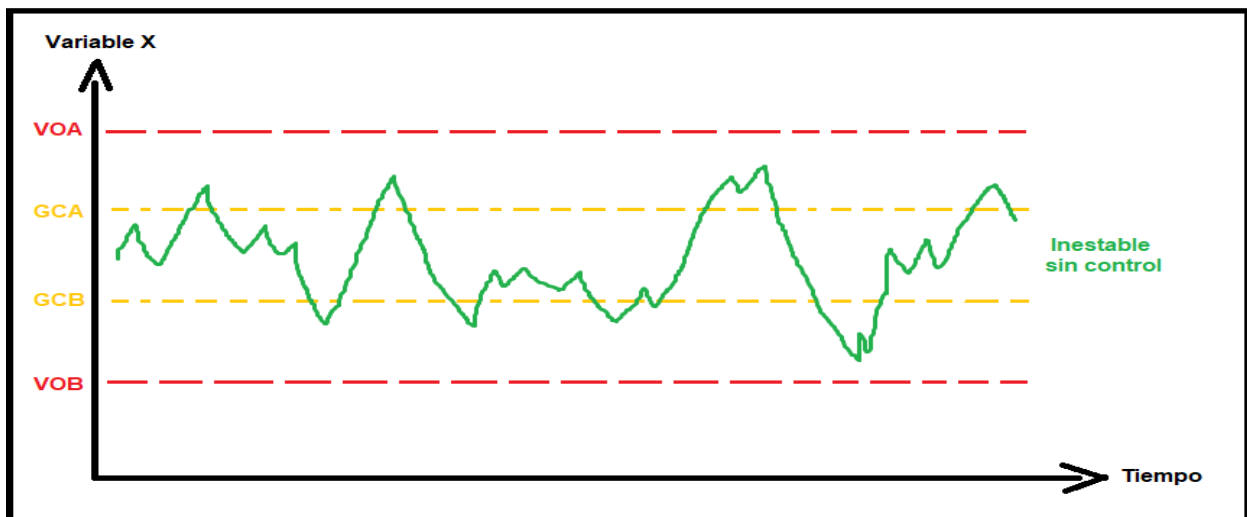


Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Situación 3. En esta situación, la variable supera los límites de control, y además de ser una variable inestable, el equipo pierde confiabilidad con el tiempo, ya que, en este estado, se producen inconformidades en el funcionamiento del equipo o sistema por la violación de las guías de control. Por ejemplo, si la presión de entrada a la bomba (PIP) o la presión de descarga de la bomba (PD) se encontraran en esta condición, generaría una incertidumbre sobre la producción de fluido y sobre la preservación de la integridad del equipo en fondo.

Figura 22

Análisis de variable inestable sin control con el tiempo.



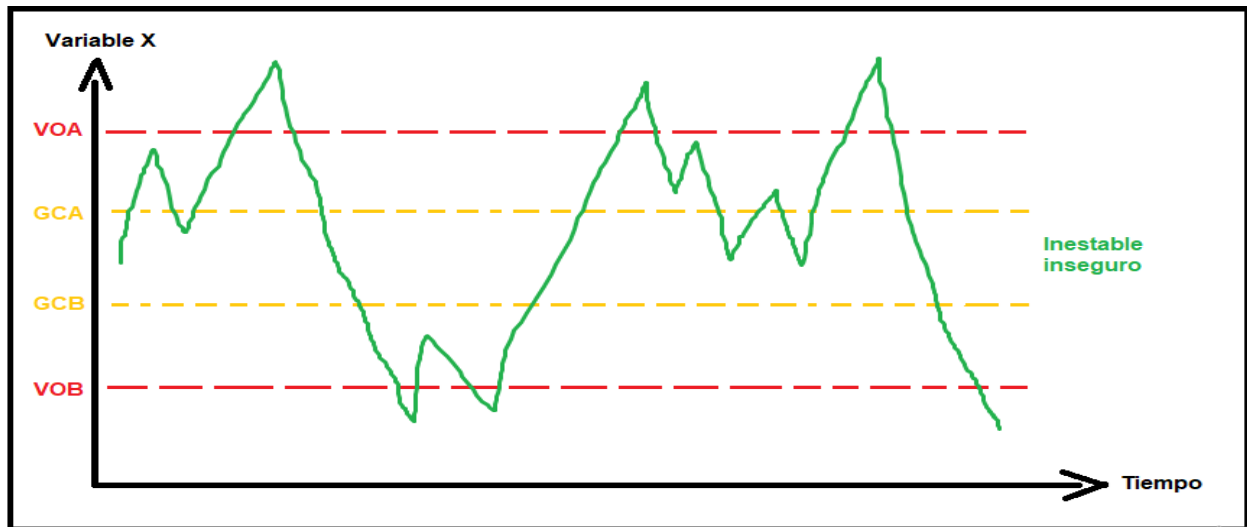
Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Situación 4. Para este caso se observa una variable inestable e insegura que sobrepasa sus límites de especificación en las ventanas operativas y que directamente afecta la integridad del equipo o sistema, donde si se mantiene este comportamiento, consecuentemente el equipo tendrá un deterioro forzado y provocará un incidente, un ambiente inseguro para los trabajadores y posteriormente una pérdida de producción. Por ejemplo, si la temperatura del motor (TM) se comportara de esta forma indica una inminente falla del motor con el tiempo, ya que el

refrigerante no está funcionando y el equipo se encuentra expuesto a las condiciones del pozo sin ninguna protección, ocasionan un servicio con diferida.

Figura 23

Análisis de variable inestable insegura con el tiempo.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Según los análisis realizados, los límites para las guías de control se pueden ajustar según los cambios en las condiciones del proceso con el tiempo, para así tener un control de la operación y una imagen del estado actual y real de los equipos de cualquier industria, en especial de una tan variable como la producción de hidrocarburos. Algunas investigaciones como las de Sevillano (2015), que presento un análisis operacional de las fallas del sistema de bombeo electrosumergible en campo castilla, Cardozo (2009), que presento un análisis similar sobre el campo cantagallo y Ayala (2013) que mostro un estudio de confiabilidad de sistemas BES, demuestran la importancia de un buen análisis de los problemas operativos de los equipos, evaluando sus posibles causas y eventuales consecuencias, para la búsqueda de alternativas que eviten estas condiciones para el beneficio del proceso de producción en el campo.

3.1 Impactos negativos de los problemas operativos BES

El sistema de bombeo electrosumergible cuenta con equipos de superficie (Cabeza de pozo, caja de venteo, variador, transformadores) y equipos de subsuelo (sensor de fondo, motor, protector, intake, bomba, tubing) que pueden fallar en cualquier momento, sobretodo en subsuelo, ya que se enfrentan condiciones extremas de temperatura y presión, además del contacto con el fluido de producción. Estas fallas pueden deberse a múltiples factores como: alta presencia de gas, alto contenido de sólidos o arena, un fluido corrosivo, mal funcionamiento de los componentes, mal diseño del equipo, disponibilidad de energía eléctrica, entre otras, que son de vital importancia para un eficiente comportamiento del sistema. Por este motivo se debe analizar y monitorear constantemente el sistema para garantizar su estado óptimo de operación, por medio de las variables que nos brindan los diferentes componentes o equipos de la bomba electrosumergible BES.

Para el monitoreo de estas variables BES, para poder predecir y prevenir problemas operativos se tienen diferentes puntos de toma o visualización de datos del estado de operación del equipo. El primero es la cabeza de pozo, que nos permite visualizar variables cuantitativas por medio de lectores manométricos y de temperatura, además de variables cualitativas del pozo que son señales de un mal estado del sistema, como por ejemplo la presencia de fugas. En segundo lugar, tenemos la caseta del variador, donde podemos leer y controlar variables cuantitativas del equipo a determinadas condiciones como la frecuencia, la corriente y el voltaje suministrado, en este mismo lugar se encuentra el lector del sensor de fondo que nos brinda información en el cual también se encuentra la presión de entrada a la bomba PIP, la presión de descarga de la bomba PD, la temperatura de entrada TI, la temperatura del motor TM y otros parámetros como la vibración del equipo. Otro punto de lectura de datos es el múltiple del clúster de

producción donde llegan los pozos, allí se pueden corroborar algunos datos de presión y la temperatura de los pozos, y, además, se pueden realizar pruebas de producción que nos permita saber el flujo en BPD correspondiente a cada pozo y dependiendo la tecnología implementada otros aspectos importantes del fluido.

La operación estructurada facilita la ejecución y entendimiento de la importancia del monitoreo constante en todas las áreas y equipos de producción, con la ayuda de un software de control y de los operadores de campo. Con las rondas estructuradas se proporciona al trabajador una habilidad de saber cuándo las cosas no están funcionando normalmente, debido a que su rutina en la misma área le va a dar experiencia de cómo se comportan los equipos, desde el sonido o ubicación, hasta de los valores numéricos normales de las variables, añadiendo el conocimiento de las guías de control y ventanas operativas del proceso, el operador analizará el mal estado o inestabilidad del sistema y podrá dar una señal de alarma que permita actuar de forma anticipada ante un eventual incidente que perjudique la operación y la integridad de los equipos. Con el cuidado básico de los equipos por parte del operador se les dará manejo a ciertas condiciones en el campo, para mayor confiabilidad en el tiempo de los mismos. Por último, es importante e indispensable una buena entrega de turno que garantice la continuidad de la operación, para que los compañeros sepan que se realizó, que se debe realizar y las condiciones actuales de los equipos y proceso.

Los problemas operativos BES, requieren un análisis extenso, ya que normalmente provienen de los equipos de subsuelo y de las condiciones del pozo y del fluido que no pueden ser visualizadas directamente, pero pueden ser simuladas o esperadas. Para el análisis, se parte de la premisa que las variables BES deben mantenerse estables siempre y cuando las condiciones de operación no cambien, una desviación (aumento, caída o fluctuación de la variable) puede ser

interpretado como una falla en el sistema, siempre y cuando no se hayan realizado cambios a propósito en los equipos que cambiaran las condiciones operacionales de proceso. Una curva de la variable en función del tiempo que sea simétrica, constante y estable indicara que el sistema está operando satisfactoriamente a lo esperado.

3.1.1 Bloqueo por gas

Es un problema frecuente en las bombas electrosumergibles y normalmente se presenta en pozos que tiene un alto GOR o relación gas/aceite, debido a que la interferencia del gas que se libera o que estaba libre, entra a la bomba llenando los pasajes del fluido en los impulsores y los difusores bloqueando la entrada de mismo, provocando un efecto de atascamiento conocido como bloqueo por gas. Además de esta condición, se produce un recalentamiento del motor y del equipo en general por la falta de flujo del líquido, también produce cavitación en el equipo que a largo plazo afecta la bomba y la extensión del cable de potencia. Esto se puede evidenciar por medio de diferentes variables involucradas, como que la temperatura del motor y la vibración aumenten su valor y el consumo de corriente con el tiempo disminuya, ya que a menor gravedad específica en el gas, el motor ejercerá menor consumo o esfuerzo, que puede llegar al límite de baja carga y ocasionar el apagado del equipo como autoprotección del bloqueo por gas.

Algunas de sus posibles soluciones al detectar este problema por medio de las variables y del tipo de fluido presente pueden ser: un aumento rápido de frecuencia que permita desplazar el gas de la línea de manera más rápida teniendo en cuenta la posibilidad de daño a la formación, también que en posteriores intervenciones al pozo se incluya un separador o manejador de gas en el diseño, y otra opción más técnica es aumentar la profundidad del equipo para que la presión de entrada (PIP) sea mayor y no se genere gas libre por la caída de presión en la bomba.

3.1.2 Manejo de sólidos

Este problema depende directamente de la formación productora, ya que el fluido de producción tendrá un contenido de sólidos alto o bajo dependiente si la formación es consolidada o no tan consolidada. La cantidad de sólidos, el tipo de sólidos y las condiciones de operación, son los que determinaran que tan evidentes es la producción de un fluido con alto contenido de sólidos. Con el análisis y el monitoreo de variables como la vibración y el consumo de corriente se pueden evidenciar este problema, ya que aumentan por la presencia de sólidos en la bomba al generarse un esfuerzo adicional en el eje de rotación, también es posible una disminución del caudal y de la presión en cabeza de pozo.

Esta condición es perjudicial para una bomba electrosumergible, ya que los sólidos son un agente abrasivo que afecta su integridad deteriorando el sistema, donde sumado a las constantes vibraciones, produce un desgaste de la bomba pronunciado. Algunas alternativas para mejorar esta condición de contenido de sólidos son: en el caso de la presencia de arena sería disminuir la frecuencia de operación del equipo generando una menor caída de presión y por ende menos producción de sólidos por arrastre del fluido y también el uso de mallas filtradoras, en el caso de scale pueden ser tratados con inyección de químicos disminuyendo sus problemas asociados y para una falla mecánica, se puede realizar un limpieza al pozo o una intervención con cambio de equipo dependiendo la gravedad de la falla, como por ejemplo el desacople o rotura del eje principal por la fatiga del material en contacto con los sólidos.

3.1.3 Baches de agua

Un pozo bacheado en su producción ya sea por agua o gas siempre será inestable y poco predecible, con el agua se pueden observar diferentes condiciones que dan muestra de la producción de agua por encima del crudo. La presión y la carga (consumo de corriente) con el

aumento del corte de agua, dado incrementos es dado por la gravedad específica del fluido, siendo mayor la del agua que la del crudo. Este comportamiento es parecido cuando encontramos sólidos en el fluido, sin embargo, se puede aclarar teniendo en cuenta la vibración del equipo que producirían los sólidos y descartar el aumento del agua.

Al mismo tiempo la temperatura de entrada a la bomba y la temperatura de cabeza de pozo tendrán un pequeño incremento por la capacidad de conducción que tiene el agua. Es importante determinar cuándo un pozo está aumentando su corte agua o está en baches, ya que esto nos permite analizar algunas condiciones de yacimiento como el efecto de pozos inyectores o la conificación de los pozos en la producción.

3.1.4 *Bajo nivel de fluido*

El bajo nivel de fluido se refiere a la altura de la columna hidrostática generada por la presión que el yacimiento le entrega al pozo. Esta altura también depende de la sumergencia o ubicación de la bomba electrosomergible, ya que esta proporcionara la presión de entrada a la bomba (PIP) con la cual el equipo iniciara su trabajo. Para esta condición el consumo de corriente del motor disminuye gradualmente hasta que se presenta el apagado por baja carga, debido a que la altura de la columna de fluido disminuyo y perdió presión de entrada a la bomba (PIP). En este ciclo se debe esperar hasta que el fluido recupere altura en el anular y la PIP se encuentre en un valor mínimo necesario para encender de nuevo la bomba y retomar producción.

Algunas soluciones técnicas para este problema son: operar el equipo a una menor y óptima frecuencia que garantice la estabilidad de la PIP, otra es trabajar el pozo y la bomba en modo PIP, es decir, con aumento y reducción de frecuencia de la bomba dependiendo las condiciones de PIP, o cambiar la bomba por una más pequeña de menor capacidad. Además, en caso de que se presente taponamiento por presencia de sólidos en las perforaciones, evitando la

entrada de fluido al pozo, se puede hacer una recirculación para limpiar la zona y remover los sólidos, o evaluar la realización de una estimulación del pozo mediante un tratamiento o re-cañoneo para mayor aporte de fluido.

3.1.5 Integridad y HSE de superficie

Los equipos de superficie del sistema deben estar en buen estado, con la seguridad y disponibilidad adecuada ante cualquier evento o intervención que suceda en la zona. Las variables HSE como la presencia de animales, rejillas faltantes, encerramientos, materiales extraños, iluminación, rocería o líneas a tierra, son factores que afectan la seguridad y pueden ocasionar accidentes en el área, ya sea en el equipo o en el operador a cargo de mismo.

Por otro lado, están las variables de integridad como las anomalías de corrosión, las pérdidas de contención, las fugas de gas, las fugas de líquido, las emanaciones de gas o líquido, el burbujeo en contrapozo o las fugas en el penetrador BES, que son avisos o alertas de alguna condición que está afectando la integridad del equipo o del desgaste de algunos de sus componentes, que debe ser cambiado o reparado.

3.2 Impactos positivos cuantificables OE

Teniendo en cuenta el análisis realizado a partir de la operación estructurada, todas sus prácticas de entrega y recibo de turno, de ejecución de rondas estructuradas, de implementación de tareas de cuidado básico de equipos, de ajuste y análisis de guías de control, generan un fuerte impacto cuantificable a largo plazo, ya que, con buenas prácticas de operación, se protegen y se cuidan más los equipos, se necesitará menos mantenimiento forzado, menos compra de equipos nuevos, se tendrá mayor producción, mayor eficiencia del proceso, menos accidentes de trabajo y hasta menos errores humanos que afecten directamente la producción de aceite con diferidas de producción de fluido. Por tal motivo es necesaria la implementación de estas prácticas en todas

las industrias para su crecimiento, seguridad y optimización, en especial la industria de los hidrocarburos en un país autosuficiente como Colombia, ya que genera tantos beneficios económicos y sociales para el país.

De todas las prácticas de operación estructurada, una de las que más impacto beneficio tiene en la operación y es cuantificable casi de forma inmediata, es el cuidado básico de equipos BEC. Esta práctica permite a la industria proveer de herramientas y capacitación a sus operadores sobre algunos mantenimientos preventivos sencillos, pero muy favorables para el correcto funcionamiento de los equipos, garantizando su funcionalidad e integridad por más largo tiempo, es decir, aumenta la confiabilidad de los equipos y por lo tanto el ciclo funciona-falla será más prolongado con el tiempo en su condición operativa. Estas actividades normalmente vienen manejadas directamente por mantenimiento y tienen un costo similar al de un mantenimiento correctivo, y con esta práctica BEC, se buscan algunas actividades sencillas y beneficiosas para ser trasladadas a la operación, para que sean desarrolladas durante la realización de las rondas por parte de los operadores y poder ahorrar en costos; a corto plazo por el mantenimiento preventivo y a largo plazo por mejorar la confiabilidad del equipo.

Las actividades BEC, deben contar con la experiencia en campo del área operativa y del área de mantenimiento, con el fin de asegurar la correcta identificación y realización de una posible tarea BEC. Estas actividades necesitan la capacitación adecuada para el entendimiento de su aplicación y funcionalidad por parte de los ejecutores de la práctica, que tienen un impacto costo beneficio alto en los equipos. Algunos ejemplos de tareas BEC visualizadas con experiencia en campo pueden ser: el cambio o limpieza de filtros pequeños en la succión de las bombas que protegen al equipo de la erosión o degradación por contenido de sólidos alto en el fluido; la visualización y verificación de líneas a tierra en todos los equipos y materiales

metálicos como las escaleras, ya que esto previene algún accidente en los equipos y en los trabajadores a causa de una tormenta eléctrica o corto circuito en el sistema; la visualización y aseguramiento de tornillería faltante en las bridas, soportes cajas eléctricas, y entre otras.

Otra de las prácticas que generan un buen impacto cuantificable, son las ventanas operativas y las guías de control, ya que su correcta implementación y constante actualización de sus límites de especificación, garantiza el buen funcionamiento del sistema, siempre y cuando se respeten los límites establecidos para una óptima operación. Esto principalmente ahorrará gastos en mantenimientos forzados por malas condiciones de operación de los equipos y traerá mayores ingresos en la producción debido a su óptimo, estable, seguro y rentable funcionamiento. Sin embargo, esta práctica debe contar con la actualización y ajuste continuo de sus condiciones y de sus variables por medio de un software automático y por las rondas ejecutadas por parte de los operadores de campo.

En cuanto al análisis operacional, es la práctica más indispensable para cualquier industria, ya que dependiendo de sus resultados y conclusiones se tomarán las decisiones adecuadas para garantizar un proceso seguro, confiable, óptimo y rentable. Además, con la correcta ejecución de esta práctica, se podrá determinar la productividad de un campo petrolero, de un pozo en específico o de una propuesta operativa, que permitirá dar el aval para que sea viable su desarrollo e implementación.

3.3 Impactos positivos no cuantificables OE

Los impactos generados por una entrega y recibo de turno efectiva, normalmente son menospreciados en la industria del petróleo por parte de los operadores, porque directamente no afectan la condición de los equipos y no son cuantificables a corto plazo. Sin embargo, esta práctica genera un impacto muy beneficioso para la operación de un campo, genera confianza en el estado del proceso, hermandad entre los trabajadores, comunicación efectiva y garantías de que la operación se mantendrá estable, segura y confiable.

Otra de las practicas subestimadas son las rondas estructuradas, que, realizándolas de la mejor forma por parte de los operadores, brindan información muy valiosa del estado real del proceso y sus equipos por medio del monitoreo de las variables cualitativas y cuantitativas involucradas. La rutina generada con las rondas genera en el operador un estado más perceptivo de las condiciones normales del área, a partir del uso de sus sentidos, por ejemplo, el sonido normal de las bombas, el sonido normal del variador, el olor de algún gas toxico, la observación de alguna condición anormal de los equipos de superficie como las fugas de líquido o la falta de algún componente. Esta práctica debe ser actualizada constantemente de acuerdo con los cambios de condición ejercidos en el área, pero su finalidad es muy importante para la operación, ya que permite identificar fallas o condiciones anormales de los equipos y ser solucionadas de la mejor forma en el menor tiempo posible, y también, durante el desarrollo de esta práctica podemos realizas tareas BEC e identificar tareas BEC por condición del sistema.

El análisis operacional siempre debe estar presente para la realización de cualquier actividad, para entender el porqué y el para qué, esto no considera un valor cuantificable, pero genera un fuerte impacto en la eficiencia del desarrollo de cualquier actividad.

4. Definición de criterios de selección para pozos candidatos

La idea principal de la operación estructurada es ser implementada con sus diferentes prácticas en toda la industria y en todos los campos de producción, es decir, para todos los pozos petroleros productores o inyectoros sin importar su sistema de levantamiento o función. Sin embargo, estos criterios de selección para pozos candidatos se definieron teniendo en cuenta que, para el inicio de cualquier proyecto, es necesario comenzar con un área reducida de lo más conocido y básico en la propuesta, para poder proyectar su alcance en todo el campo y después ir añadiendo los aspectos, equipos, variables y conocimientos faltantes.

Para este caso, el campo de aplicación de esta propuesta en la industria de los hidrocarburos serán los pozos de petróleo y sus sistemas de producción, donde partiendo del análisis del campo base de estudio se definieron el tipo de pozos y el sistema de levantamiento artificial predominante en la zona, además de la división y organización de las diferentes áreas de operación con su disponibilidad de control y monitoreo de forma automática o presencial, con el fin de abarcar la mayor cantidad de pozos similares.

Un análisis del campo base de estudio surge en la necesidad de conocer el campo base de estudio donde se implementarán las prácticas de operación estructurada, de saber a qué condiciones se puede enfrentar la operación y la aplicación de la propuesta. Para esto es indispensable una recopilación de la información del campo desde lo más general, hasta condiciones específicas que afecten los pozos de producción, así como la parte logística de la organización y la división de las áreas operativas donde se desarrollaran las actividades propuestas. Para el desarrollo de este estudio se puede contar con información por parte de la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) de la zona o directamente de la experiencia en el campo de aplicación.

Se responden cuestionamientos claves del campo, como, por ejemplo, el tipo fluido producido, cantidad de pozos, ubicación de los pozos, estado de los pozos, organización de las áreas operativas, sistemas de levantamiento artificial utilizados, entre otras que permiten hacer la mejor selección de los pozos candidatos a partir de los demás criterios definidos.

4.1 Tipo de pozo (Productor, Inyector)

Cabe recalcar nuevamente que la idea a futuro es integrar todos los pozos del área, sin embargo, para el inicio de la implementación de la propuesta se tuvo en cuenta el tipo de pozo entre: Pozo productor o Pozo inyector. Teniendo en cuenta para su selección, la mayor cantidad de población en el campo base de estudio y la disponibilidad de la información de los pozos.

4.2 Estado del pozo (Activo, Inactivo, Abandonado)

Al definir en qué tipo de pozo se trabajará, se debe definir el estado de operación del pozo entre las siguientes opciones: Estado activo, Estado inactivo o Estado abandonado. Es importante para su selección tener en cuenta las variables cualitativas y cuantitativas de los pozos que vamos a analizar para cada estado de operación y la importancia para la producción de su monitoreo con las rondas estructuradas.

4.3 Sistema de levantamiento artificial (BES, PCP, BM, Otro)

Considerando toda la información recopilada y analizada del campo base de estudio, con los tipos de sistema de levantamiento artificial presentes en la zona entre: Bombeo electrosumergible (BES), Bombeo por cavidades progresiva (PCP), Bombeo mecánico (BM) u Otros, se procede a escoger con cual o cuales sistemas se iniciará la implementación de las prácticas de operación estructurada, en especial las rondas para el monitoreo y control de las variables en la operación. Buscando que para empezar los pozos tengan un sistema de funcionamiento similar para mayor conocimiento del equipo y mejor aplicación de la propuesta.

4.4 Áreas operativas del campo (Área 1, Área 2, Área 3, Área 4, Área 5)

Normalmente en todos los campos de petróleo existe una organización de los pozos por áreas, es decir, los pozos se encuentran ubicados dentro de una pequeña sub-área llamada clúster que contiene varios pozos, asimismo se tiene un área que contiene varios clústers, y a cada área le corresponde un espacio geográfico determinado donde labora un operador de campo, habitualmente llamado recorredor de pozos del área. La cantidad de áreas varía de acuerdo con la organización del campo, en este caso se seleccionará entre 5 áreas diferentes: Área 1, Área 2, Área 3, Área 4 o Área 5.

Para la selección del área a trabajar, se deben tener en cuenta aspectos como: la disponibilidad de la información de los equipos, disponibilidad de acceso, disponibilidad de herramientas, disponibilidad de ajustes a la ronda, entre otros, que buscan ser similares por su ubicación espacial y por la ejecución del mismo operador en el campo.

4.5 Disponibilidad de control y monitoreo automático (Si, No)

La presencia de un software de control y monitoreo automático en los pozos de un campo petrolero se ha vuelto indispensable para el manejo y análisis de la información correspondiente al estado de los equipos a partir de las variables monitoreadas. Sin embargo, no todos los campos cuentan con esta tecnología en todos los pozos y recurren a la implementación de rondas por parte de los recorredores de pozos que aseguren la información y monitoreen las variables involucradas en el funcionamiento del equipo. Es necesario el conocimiento de que pozos poseen esta tecnología de comunicación automática a partir de este criterio entre: Si o No. A continuación, se establece una plantilla para escoger los pozos candidatos al estudio, a partir de los criterios de selección definidos anteriormente.

Figura 24

Plantilla de criterios de selección para pozos candidato al estudio.

CRITERIOS DE SELECCION PARA POZOS CANDIDATOS	
Análisis del campo base de estudio	
1. Tipo de pozo	
<input type="checkbox"/> Productor	<input type="checkbox"/> Inyector
2. Estado del pozo	
<input type="checkbox"/> Activo	<input type="checkbox"/> Inactivo
<input type="checkbox"/> Abandonado	
3. Sistema de levantamiento artificial	
<input type="checkbox"/> BES	<input type="checkbox"/> PCP
<input type="checkbox"/> BM	<input type="checkbox"/> Otros
4. Areas operativas del campo	
<input type="checkbox"/> Area1	<input type="checkbox"/> Area2
<input type="checkbox"/> Area3	<input type="checkbox"/> Area4
<input type="checkbox"/> Area5	
5. Disponibilidad de control y monitoreo automatico	
<input type="checkbox"/> Si	<input type="checkbox"/> No

Fuente. Autor.

Después de haber definido los criterios de selección aplicados en todos los pozos del campo o del área en específico, se procede a clasificar los pozos durante el recorrido de la ronda como apto o no apto para la implementación de la propuesta de operación estructurada,

considerando que para que un pozo sea clasificado como apto y se le pueda desarrollar un correcto análisis operacional, debe cumplir cada uno de los criterios seleccionados en la plantilla anteriormente mostrada, ya que las variables cuantitativas y las variables cualitativas definidas, seleccionadas y estudiadas se tienen que ajustar al tipo de pozo, al estado del pozo y al sistema de levantamiento artificial escogido para el enfoque del proyecto.

Para este caso base estudio de un campo de los llanos orientales, principalmente se tuvo en cuenta el bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial y sus variables de monitoreo, debido a su población dominante sobre los otros tipos de sistemas, desde allí se hizo una gran agrupación preliminar de los pozos clasificados como aptos para el estudio durante el recorrido implementado en las áreas seleccionadas. Esta clasificación puede variar de acuerdo a como cambien las condiciones de los pozos con el tiempo, es decir, que pase de cumplir un criterio a no cumplirlo o en viceversa, por este motivo debe hacerse durante el recorrido de todos los pozos, sin embargo, se debe tener en cuenta que el objetivo futuro o situación ideal es que todos los pozos sin importar su funcionamiento, se encuentren en un recorrido actualizado y cuenten con el monitoreo continuo de todas sus variables cualitativas y cuantitativas que inciden en el equipo instalado y en el control de la producción del pozo y del campo. En el siguiente capítulo de este trabajo, se muestra la implementación de los criterios de selección definidos para los pozos del campo base de estudio y su posterior clasificación para el respectivo monitoreo de las variables definidas para equipos BES.

5. Propuesta de operación estructurada

La siguiente propuesta estratégica de operación para mejorar el control de producción sobre los pozos de un campo base de estudio definido, se basó en la implementación efectiva y organizada de las prácticas de operación estructurada, principalmente iniciando con las rondas estructuradas y el análisis operacional constante por parte de los operadores, para que, con su correcto funcionamiento, se integren buenos hábitos de entrega y recibo de turno, de cuidado básico de equipos y de interpretación de guías de control y ventanas operativas.

El punto clave de esta propuesta, radica en la importancia del acompañamiento presencial al personal laboral del campo, con el que se evidenciaran diferentes aspectos y condiciones a tener en cuenta para el desarrollo de la estrategia. Primero, es la identificación de las actividades normales, anormales, frecuentes y variables del operador o recorridor de pozos durante su turno laboral. Segundo, es el estado en que se encuentra su área y sus herramientas de trabajo. Tercero, la organización adecuada de los clústers y pozos para las rondas estructuradas de su zona. Cuarto, el desempeño de los trabajadores con las rondas establecidas, Quinto, las posibles optimizaciones de las rondas y de las actividades ejecutadas. Sexto, la capacitación constante y actualizada de las tareas. Séptimo, un beneficioso y satisfactorio análisis operacional conjunto que garantizara mejores prácticas de operación.

El objetivo principal es establecer y optimizar las rondas de los recorridores de pozos en el campo, e instruirlos en el debido cumplimiento de los procedimientos instaurados por la empresa encargada de los pozos y su monitoreo, con el fin de que se asegure un correcto y eficiente desarrollo de sus labores, brindando acompañamiento presencial para un análisis posterior, midiendo tiempos operativos durante el turno laboral, capacitándolos en las diferentes actividades de monitoreo, verificando la correcta actualización de las rondas estructuradas de los

equipos involucrados en el proceso con retroalimentación de buenas prácticas operativas que faciliten el trabajo de los operadores.

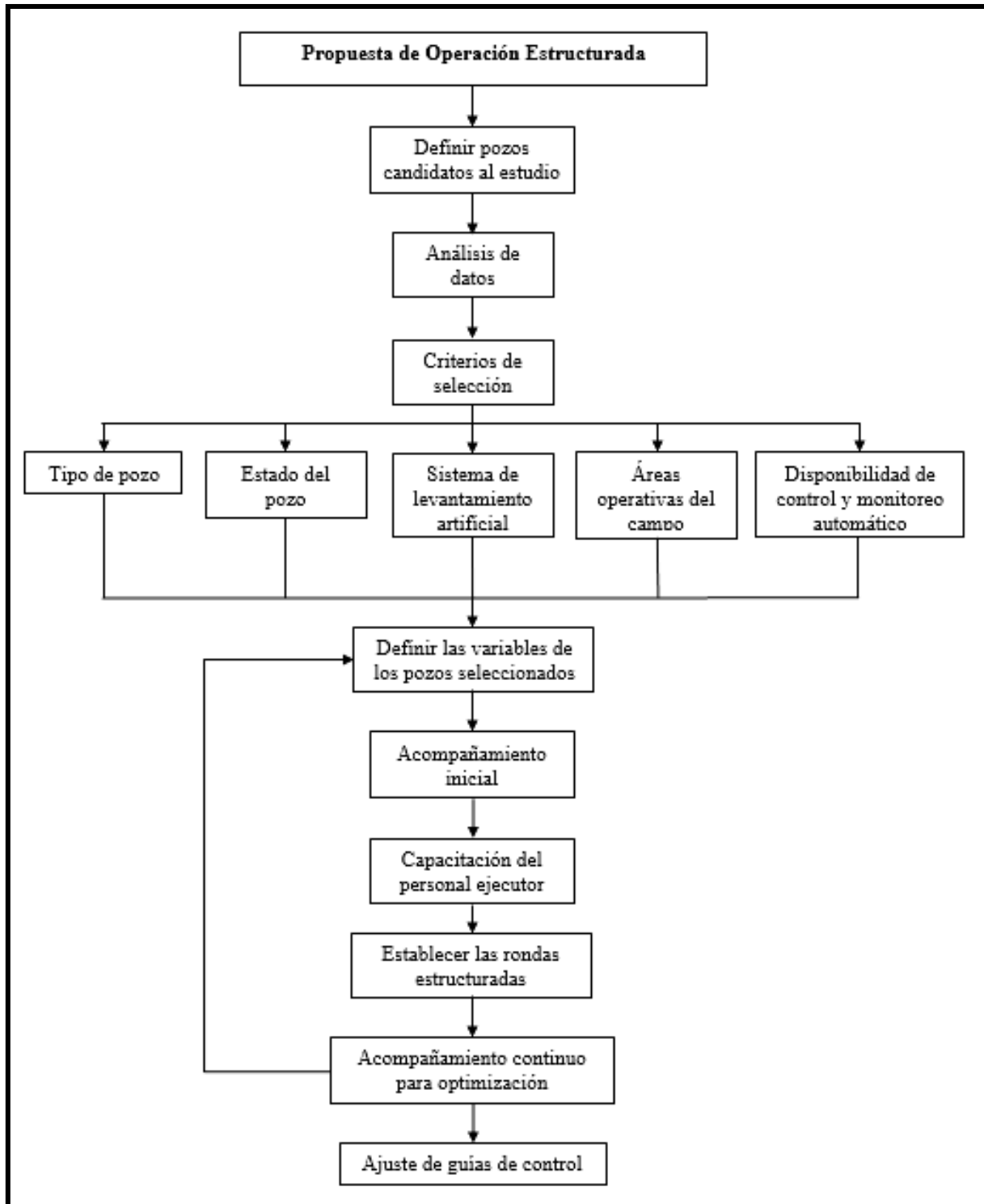
Además, para la realización de esta estrategia operativa, se tuvieron en cuenta la organización y desarrollo de propuestas directamente involucradas con la industria de los hidrocarburos. Por ejemplo, Escalante (2015) realizó una propuesta para el mejoramiento de la calidad de aguas de producción vertidas en un campo petrolero colombiano, Rangel (2014) demostró a partir de su investigación la importancia del monitoreo constante de variables como el flujo y la presión de pozos petroleros para detectar fugas en el sistema durante la etapa de perforación y producción, o Simancas (2015) que aseguró que la inestabilidad de la producción es debido a la presencia de flujo intermitente en los pozos hacia el sistema de recolección.

5.1 Diagrama de flujo

Es una figura estructurada que describe fácilmente el orden de ejecución de un proceso o propuesta. Los diagramas de flujo son ampliamente usados en todas las empresas de la industria de los hidrocarburos, ya que ayudan a comprender, planificar, comunicar, memorizar y mejorar las tareas que deben ser ejecutadas por el operador o ingeniero durante determinada actividad de campo. Cada diagrama debe contar con una variedad de herramientas conectoras, por ejemplo, de ejecución, de condición o de observación, que definen el siguiente paso y establecen un orden secuencial o flujo de datos por medio de flechas direccionadas para el correcto cumplimiento de la actividad o proceso. A continuación, se muestra el diagrama de flujo estandarizado para la estrategia operativa propuesta en este trabajo.

Figura 25

Diagrama de flujo para propuesta de operación estructurada.



Fuente. Autor.

5.2 Implementación en campo base de estudio

El presente trabajo contiene la implementación de la propuesta hasta enero de 2021, en un campo base de estudio ubicado en los llanos orientales y manejado por una operadora importante del país, se visualizaron algunos resultados positivos sobre la operación, obtenidos durante el proceso realizado por personal entrenado y autorizado de la empresa contratista Ed Energy SAS, experta en operación estructurada, que de acuerdo a los estándares corporativos de las guía GAC-G-331 de operación estructurada, y la guía GAC-G-298 de diseño y configuración de rondas estructuradas de la empresa operadora, implemento su estrategia operativa para el cumplimiento efectivo de las actividades de campo para los pozos petroleros.

5.2.1 Definir los pozos candidatos al estudio

Las prácticas de operación estructurada deben ser implementadas en toda la industria de los hidrocarburos, ya sea en las refinerías, estaciones de recolección o en los mismos pozos. Sin embargo, es necesario iniciar cada proyecto de mejoramiento con un campo base de estudio pequeño, que brinde información de la calidad y el beneficio que ofrece un proyecto o propuesta a la totalidad del campo desde la aplicación en una pequeña área seleccionada. Por este motivo, se realiza una selección de los primeros pozos candidatos a iniciar la implementación de la propuesta presentada para el mejoramiento de la operación y sus procesos.

Esta selección de pozos candidatos para el estudio se realizó a partir de los criterios de selección anteriormente mencionados y establecidos; análisis del campo base de estudio, tipo de pozo, estado del pozo, sistema de levantamiento artificial presente, áreas operativas del campo y disponibilidad de control con monitoreo automático. El principal objetivo de esta selección es encontrar y estudiar pozos que sean similares en varios aspectos del campo, con el fin de que se pueda realizar el mismo análisis y monitoreo de las mismas variables sobre todos ellos, y así

tener una estructura de donde partirá la implementación de la propuesta. A continuación, se toma la decisión para cada criterio de selección establecido en la propuesta.

En nuestro caso, el análisis del campo base de estudio de esta propuesta operativa para el mejoramiento de la implementación de la operación estructurada, fue desarrollada en un campo de los llanos orientales por medio de la empresa contratista Ed Energy SAS, su geología es caracterizada por la existencia de fallas inversas, fallas asociadas y pliegues debido a la altura de la zona, además se encuentra dentro de la cuenca de dos ríos, donde su mecanismo de producción es por empuje de agua. El yacimiento tiene una porosidad entre el 18 y 20%, con una temperatura de 198 grados Fahrenheit, una presión original de 2830 psi que viene en declinación, una relación gas aceite baja, un BSW mayor al 90% y una producción de crudo entre 11 a 13 grados API medido en los sistemas de recolección del campo, es decir, se produce crudo pesado.

Se identificó que el campo tuvo un fuerte desarrollo en los últimos 20 años, aumentando su producción en más del 500%, donde para el año 2020 cuenta con 4 estaciones para la recolección y tratamiento de los fluidos, con más de 700 pozos perforados que anteriormente trabajaban con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, pero que ha migrado al uso del bombeo electrosumergible (BES) con el fin de incrementar la tasa de extracción de fluidos, monitoreados por personal de campo y de forma remota. También se cuenta con la división de 5 áreas de trabajo para los pozos delimitadas geográficamente, que garantizan responsabilidad y orden por parte del encargado en el turno. Este campo es uno de los mayores productores de crudo en el país, siendo modelo guía para la producción y el desarrollo de nuevos descubrimientos en la industria petrolera.

Criterio 1 (Tipo de pozo). Después del análisis del campo realizado, donde se cuenta con una gran cantidad de pozos perforados, se notó el predominio de pozos productores con más del 80% del total sobre los pozos inyectoros, aunque el campo se encuentra en desarrollo de la recuperación secundaria por inyección de agua y un plan de disposición de aguas. Por este motivo se decidió iniciar la propuesta operativa en pozos productores.

Criterio 2 (Estado del pozo). Se reconocieron 3 estados de pozo diferentes; activo, inactivo y abandonado. Se deciden tomar los pozos activos teniendo en cuenta que son la mayoría y que el análisis de las variables cuantitativas depende de que se encuentre el pozo en este estado, sin embargo, para los otros estados se pueden tener en cuenta algunas variables cualitativas que aseguran la preservación de los equipos en caso de que no estén funcionando.

Criterio 3 (Sistema de levantamiento artificial). En este campo con más de 700 pozos perforados, se cuenta con la aplicación de varios sistemas de levantamiento artificial, como por ejemplo diferentes unidades alternativas de bombeo mecánico (BM), bombas de cavidades progresivas (PCP), pero más del 90% de los pozos utilizan bombas electrosumergibles para su etapa de producción, razón por la cual se enfoca el análisis de las variables definidas en este tipo de sistema, con el fin de abarcar mayor número de pozos con un solo tipo de tecnología y el mismo análisis técnico.

Criterio 4 (Áreas operativas del campo). Es muy importante tener en cuenta el análisis de este criterio de selección, ya que bebemos contar con la información del campo en su organización de las áreas de trabajo para acudir a los directos responsables y ejecutores de la propuesta. Además, se debe contar con la disponibilidad del acceso a estas áreas, que permitan un desarrollo satisfactorio de la implementación de la propuesta con las herramientas adecuadas. Para este campo se cuenta con 5 áreas delimitadas geográficamente en los pozos, de las cuales

faltantes por parte de los operadores en los pozos que no tienen este servicio y donde se enfocara la propuesta en el análisis de las variables cuantitativas. Cabe recordar que las variables cualitativas deben ser observadas presencialmente en el pozo y por tanto no pueden ser evaluadas remotamente. A continuación, se resumen en la plantilla las características de los pozos seleccionados según los criterios establecidos.

Figura 27

Pozos candidatos a partir de la selección de los criterios establecidos.

CRITERIOS DE SELECCION PARA POZOS CANDIDATOS									
Análisis del campo base de estudio									
1. Tipo de pozo									
<input checked="" type="checkbox"/>	Productor	<input type="checkbox"/>	Inyector						
2. Estado del pozo									
<input checked="" type="checkbox"/>	Activo	<input type="checkbox"/>	Inactivo	<input type="checkbox"/>	Abandonado				
3. Sistema de levantamiento artificial									
<input checked="" type="checkbox"/>	BES	<input type="checkbox"/>	PCP	<input type="checkbox"/>	BM	<input type="checkbox"/>	Otros		
4. Areas operativas del campo									
<input checked="" type="checkbox"/>	Area1	<input checked="" type="checkbox"/>	Area2	<input type="checkbox"/>	Area3	<input type="checkbox"/>	Area4	<input type="checkbox"/>	Area5
5. Disponibilidad de control y monitoreo automatico									
<input type="checkbox"/>	Si			<input checked="" type="checkbox"/>	No				

Fuente. Autor.

5.2.2 Definir las variables

Teniendo claro el tipo de condiciones y criterios que deben cumplir los pozos seleccionados para el inicio de la implementación de la propuesta de operación estructurada, enfocado en el bombeo electrosumergible como el sistema de levantamiento escogido, se definen las variables sobre las cuales se trabajaran para mejoramiento del control de producción en este tipo de pozos.

El análisis técnico de estas variables radica en su importancia para la operación y la preservación de los equipos involucrados, considerando variables cualitativas y cuantitativas que deben ser monitoreadas por un sistema o software de control de forma remota o presencialmente por parte de un recorridor de pozos en el área seleccionada del campo. Estas variables fueron definidas por diferentes grupos ingenieriles de trabajo, expertos en el proceso y en los equipos de bombeo electrosumergible basándose en el funcionamiento, confiabilidad, riesgos, mantenimiento, inspección, seguridad, costos y rentabilidad de los equipos del pozo. Además, se debe determinar la clase y el tipo de variable para su posterior análisis, al igual que sus unidades si es un valor numérico o su rango de opciones en caso de que sea una característica.

Tabla 6

Variables definidas para pozos BES.

Variable BES	Clasificación	Tipo	Unidades	Rango
Presencia animales	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Rejilla faltante	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Daño encerramiento	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Materiales extraños en pozo	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Deficiencia iluminación	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Necesidad de rocería	HSE	Cualitativa	-	Si o No

Variable BES	Clasificación	Tipo	Unidades	Rango
Existencia línea a tierra	HSE	Cualitativa	-	Si o No
Anomalías de integridad	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Perdida contención	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Existencia fuga de gas	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Fuga de liquido	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Afloramiento emanación gas o liquido	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Burbujeo en contrapozo	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Fugas sistema pack off penetrador BES	Integridad	Cualitativa	-	Si o No
Presión THP	Integridad	Cuantitativa	psi	Valor numérico
Temperatura THT	Integridad	Cuantitativa	°F	Valor numérico
Presión anular A atmosfera CHP	Integridad	Cuantitativa	psi	Valor numérico
Presión anular B recirculación CHP	Integridad	Cuantitativa	psi	Valor numérico
Frecuencia	Confiabilidad	Cuantitativa	hz	Valor numérico
Corriente VSD	Confiabilidad	Cuantitativa	amp	Valor numérico
Voltaje VSD	Confiabilidad	Cuantitativa	voltios	Valor numérico
Presión intake PIP	Confiabilidad	Cuantitativa	psi	Valor numérico
Presión descarga PD	Confiabilidad	Cuantitativa	psi	Valor numérico
Temperatura intake TI	Confiabilidad	Cuantitativa	°f	Valor numérico
Temperatura motor TM	Confiabilidad	Cuantitativa	°f	Valor numérico

Fuente. Autor.

Considerando que las variables de tipo cualitativo definidas en los pozos BES no pueden ser monitoreadas por un software de control remoto y deben ser realizadas presencialmente por un recorridor de pozos en el campo, se integraron más pozos en las rondas de este tipo de variables, como que tengan un estado activo e inactivo y que no dependa de la disponibilidad de monitoreo remoto, ya que estas condiciones no cambian el desarrollo de la actividad. A continuación, se dan los criterios de selección definidos para rondas de variables cualitativas.

Figura 28

Criterios seleccionados de pozos candidatos para las variables cualitativas.

CRITERIOS DE SELECCION PARA POZOS CANDIDATOS				
Análisis del campo base de estudio				
1. Tipo de pozo				
<input checked="" type="checkbox"/>	Productor	<input type="checkbox"/>	Inyector	
2. Estado del pozo				
<input checked="" type="checkbox"/>	Activo	<input checked="" type="checkbox"/>	Inactivo	<input type="checkbox"/>
			Abandonado	
3. Sistema de levantamiento artificial				
<input checked="" type="checkbox"/>	BES	<input type="checkbox"/>	PCP	<input type="checkbox"/>
			BM	<input type="checkbox"/>
			Otros	
4. Áreas operativas del campo				
<input checked="" type="checkbox"/>	Area1	<input checked="" type="checkbox"/>	Area2	<input type="checkbox"/>
			Area3	<input type="checkbox"/>
			Area4	<input type="checkbox"/>
			Area5	
5. Disponibilidad de control y monitoreo automático				
<input checked="" type="checkbox"/>	Si	<input checked="" type="checkbox"/>	No	

Fuente. Autor.

5.2.3 Acompañamiento inicial

Este acompañamiento es aplicado con el fin de conocer el área donde se implementará la propuesta e identificar las diferentes condiciones de trabajo que se presentan durante el turno laboral de los recorredores de pozos. Para este acompañamiento presencial se contó con la disponibilidad de información y de acceso de 2 de las 5 áreas del campo (área 1 y área 2) con los operadores o recorredores de una empresa contratista que presta el servicio a la empresa operadora, con los que se trataron temas de análisis sobre las prácticas de operación estructurada y las variables definidas para equipos de bombeo electrosumergible (BES) que pueden monitorearse sin ningún problema, asimismo observar el comportamiento de los operadores con

todas las actividades fijas correspondientes durante todo su turno laboral y optimizando el recorrido para la futura ejecución de las rondas estructuradas que se implementaran.

Cada área de trabajo cuenta con 4 recorredores de pozos rotando en turnos laborales de 12 horas, organizados en 4 días de día, 4 días de noche y 8 días de descanso. Para el área 1, se contó con la participación del 50% de los recorredores involucrados con 16 horas de acompañamiento en los turnos de día, y para el área 2, se contó con el 75% de participación con 12 horas de acompañamiento presencial en campo. Con el fin de verificar este acompañamiento se tomaron registros de asistencia establecidos por la empresa Ed Energy SAS como evidencia del cumplimiento del contrato. Igualmente se debe realizar un informe del acompañamiento con un único formato de las actividades realizadas y los aspectos a tener en cuenta sobre la futura realización de las rondas, con el fin de llevar un avance de los resultados obtenidos durante el tiempo en que se ejecute la propuesta de mejoramiento de procesos.

Durante las jornadas de acompañamiento realizado en turno día, se visualizaron y analizaron algunas actividades correspondientes a la labor del recorredor desarrolladas en el tiempo especificado de los acompañamientos. Algunas de estas actividades son fijas durante el turno debido a que son parte de los indicadores de cumplimiento del contrato de servicio por parte de la empresa con la operadora del campo, y otras varían según sea la necesidad de la operación y la disponibilidad de los otros recorredores para realizar dichas tareas en el campo, estas actividades son mostradas en la siguiente tabla, donde se visitaron diferentes lugares pertenecientes a la producción de pozos petroleros y a las labores del recorredores de pozos como: estaciones de recolección, estaciones de tratamiento, clústers, múltiples, cabezas de pozos, variadores y bombas de inyección.

Tabla 7*Actividades fijas y variables de los recorredores de área en los pozos.*

Actividades para recorredores de área 1 y área 2 en los pozos durante el turno		
Actividad general	Actividades específicas	Condición
Recibo de turno	Recibir novedades de turno	Fija
	Realizar preoperacional de la camioneta	Fija
	Verificación de herramientas de trabajo	Fija
Reunión de inicio de turno	Reportar y recibir las novedades del área de trabajo	Fija
Diligenciamiento de permiso de trabajo	Diligenciar permiso escrito	Fija
	Diligenciar permiso digital en la estación	Fija
Realización de pruebas de pozo	Desalinear pozos de la línea de prueba de flujo	Fija
	Alinear pozo requerido para prueba de flujo e iniciarla	Fija
	Pruebas de integridad (Manométricas, Espejo, Etc.)	Variable
Toma de datos	Datos de la prueba (Inicio y final)	Fija
	Datos del múltiple (Presión, Temperatura, Nivel química)	Fija
	Datos de cabeza de pozo (THP, CHP, THT, Nivel química)	Fija
	Datos del variador (Frecuencia, Corriente, Voltaje)	Fija
	Datos del sensor de fondo (Pip, Pd, Ti, Tm)	Fija
	Datos de bomba de inyección (Psuc, Pdes, Flujo, %choque)	Variable
Toma de muestras	Muestras de prueba de pozo (3)	Fija
	Muestras de seguimiento requeridos	Variable
	Muestras de prueba de pozo AGAR (6)	Variable
	Rotulación de muestras	Fija
Entrega de muestras	Entrega en la estación 1	Fija
	Entrega en la estación 2	Variable
Reporte del turno	Cargar los datos tomados de cada pozo en software	Fija
	Cargar los datos de pruebas de pozo en el software	Fija
	Realizar el reporte de integridad en el sistema	Fija
	Realizar el reporte a la empresa contratista	Fija
Entrega de turno	Encuentro con compañero de turno	Fija
	Verificar el estado de camioneta y herramientas	Fija
	Entregar novedades de turno	Fija

Actividad general	Actividades específicas	Condición
Drenaje de piernas muertas	Tomar los TAC de los puntos de drenaje	Variable
	Solicitar acompañamiento del camión de vacío	Variable
	Soltar tapones, instalar manguera y abrir válvulas	Variable
	Desinstalar manguera e instalar nuevamente los tapones	Variable
Movilización de equipo portátil para prueba de flujo	Desacoplar equipo promowell	Variable
	Drenar mangueras y ajustarlas al equipo	Variable
	Movilizar equipo al pozo solicitado	Variable
	Adecuar encerramientos para la instalación del equipo	Variable
	Acoplar equipo Promowell con la línea de flujo	Variable
Movilización en la camioneta	Movilización recorredor por el área específica	Fija
	Movilización recorredor por todo el campo	Variable
Actividades de estimulación y mejoramiento	Entregar áreas o equipos de trabajo	Variable
	Recibir áreas o equipos de trabajo realizado	Variable
	Instalación de actividad de recirculación	Variable
Bombas de inyección de agua	Limpieza filtro de bomba inyección	Variable
	Encender bombas (BES o Inyección)	Variable
Acompañamiento a externo	Acompañar diferentes prácticas de personal externo	Variable

Fuente. Autor.

También se tomaron los respectivos tiempos operativos, tiempos de movilización y tiempos muertos del turno, que permiten hacer un ajuste para la optimización de las rondas estructuradas y las actividades de los recorredores de pozos. Por ejemplo: se tomaron entre 8 a 12 minutos entre lugares que necesitan movilización del vehículo pasando los encerramientos, se tomaron entre 1 a 3 minutos en la toma de las variables asignadas para cada cabeza de pozo de la futura ronda, se perdió tiempo en algunas actividades por falta de organización y puntualidad, y se pierde tiempo en el inicio del turno por actividades variables que ocurren durante la ejecución de su trabajo que lo hacen desplazarse a lugares lejanos.

5.2.4 Capacitación del personal ejecutor

Es muy importante la realización de una efectiva capacitación de los ejecutores de las prácticas de operación estructurada en el campo por parte de la empresa experta e implementadora, ya que esto garantiza el mejoramiento continuo de la realización de las prácticas y el entendimiento de las diferentes actividades propuestas. Para este caso, Ed Energy SAS, conto con capacitación personalizada hacia los operadores y recorredores por medio del acompañamiento continuo de sus ingenieros facilitadores entrenados, capacitados y competentes para el análisis operacional del campo con sus deferentes condiciones de trabajo, además del conocimiento técnico de las guías de implementación de la operación estructurada y la importancia de sus diferentes practicas; entrega y recibo de turno, rondas estructuradas, cuidado básico de equipos, guías de control y ventanas operativas.

En cuanto a la capacitación de las variables definidas que serán tenidas en cuenta en esta propuesta, se debe asegurar el entendimiento de que significan, su funcionalidad, como se deben tomar y el análisis que se debe realizar sobre el monitoreo constante de las mismas. Con el fin de que el recorredor sienta la utilidad de realizar honestamente las rondas estructuradas y el efectivo análisis operacional de cada variable monitoreada.

En las variables cualitativas de HSE son medidas en cabeza de pozo y variador con selección de una de dos opciones (si o no), que garantice la visualización de algunas condiciones inseguras para el operador y para los pozos, que puedan ocasionar algún accidente o evento perjudicial que afecte la imagen de la empresa y la calidad de su servicio. Las variables cualitativas de integridad son medidas de igual forma, con la selección de una de dos opciones disponibles, según si se presenta la condición en el pozo (si o no) y son de fácil visualización en la cabeza de pozo. Para las variables cuantitativas se debe tener la disponibilidad de los equipos

y herramientas para la visualización de los valores numéricos que la representan, en el caso de las de integridad, en cabeza de pozo se mide la presión del tubing, las presiones del anular y la temperatura del tubing, y para las de confiabilidad se tiene el monitor del variador que permite la visualización de la frecuencia, corriente y voltaje suministrado a la unidad de bombeo electrosumergible, y con el lector del sensor de fondo ubicado en el caseta del variador se monitorean variables como la presión de entrada a la bomba (PIP), presión de descarga de la bomba (PD), temperatura de entrada (TI), temperatura del motor (TM) y la vibración del equipo (Vx), que son fundamentales para el correcto funcionamiento del sistema y un eficiente análisis operacional a través del uso de guías de control y ventanas operativas, con el fin de identificar las condiciones normales y estables de las variables en el equipo.

5.2.5 Establecer las rondas estructuradas

El planteamiento de las rondas estructuradas, debe ser conjunto entre la parte ingenieril y los ejecutores en campo, ya que ellos, permiten conocer detalles más claros de algunas condiciones en su área. Por este motivo, es tan importante la realización de un buen acompañamiento que considere todos los puntos clave de la rutina del recorridor en los pozos y poder establecer el orden adecuado de los equipos en el recorrido, con el fin de evitar saltos que ocasionen pérdida de tiempo e inconformidades en la realización de la misma, y asimismo poder detectar algunas actividades de cuidado básico de equipos (BEC) por condición que se puedan desarrollar durante el turno laboral.

Además del acompañamiento presencial en el área de trabajo, se debe contar con la revisión de todos los documentos relacionados con el área para establecer de la forma más correcta las rondas y su recorrido. Algunos de estos documentos son: planos del área operativa o de producción que aparezca la distribución física de los equipos donde se diseñara el recorrido,

información relevante del diseño de los equipos involucrados como sus guías de control, un registro fotográfico de los equipos en el campo, tecnología implementada en los pozos como software de control y monitoreo, análisis de riesgo de las actividades realizadas por el cargo de recorridor y planes de mantenimiento preventivo sobre los equipos.

Para la selección de las variables BES que componen las rondas, primero se debe considerar agruparlas por similitudes en su clasificación y tipo, en este caso tenemos variables de HSE, de integridad y de confiabilidad, segundo se tiene que definir la frecuencia de la realización del monitoreo sobre cada variable, estableciendo un análisis sobre el nivel de criticidad de la variable en el equipo y la probabilidad de que cambie el valor cualitativo o cuantitativo de la variable con el tiempo. Este análisis determinara la frecuencia mínima de monitoreo que se debe realizar a las variables, pero está sujeta a cambios, de acuerdo a las condiciones de los equipos y de la tecnología de captura de datos disponibles en el área.

Para este caso, se establecieron 4 rondas estructuradas; la ronda uno, comprende las variables BES cualitativas de HSE, donde se estableció una frecuencia trimestral por su baja probabilidad de cambio, y su toma de datos debe ser en lugares como la cabeza de pozo y la caseta del variador, decidiendo su rango entre dos opciones según la condición de la variable; la ronda dos, se compone de las variables BES cualitativas de integridad, para las cuales se tomó una frecuencia semanal monitoreando la cabeza de pozo y con el mismo rango anterior; para la ronda tres de variables BES cuantitativas de integridad se estableció una frecuencia semanal en cabeza de pozo con monitoreo de valores numéricos; y para la ronda cuatro de variables BES se decidió una frecuencia semanal con visita a la caseta del variador (variador y sensor de fondo). A continuación, se muestran las rondas estructuradas establecidas para su posterior implementación en el campo base de estudio, con las respectivas variables BES y frecuencia definida.

Tabla 8*Ronda de variables cualitativas de HSE.*

Ronda cualitativa de HSE			
Variable BES	Rango aplicativo	Lugar	Frecuencia
Presencia animales	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Rejilla faltante	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Daño encerramiento	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Materiales extraños en pozo	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Deficiencia iluminación	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Necesidad de rocería	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral
Existencia línea a tierra	Si o No	Cabeza de pozo, Variador	Trimestral

*Fuente. Autor.***Tabla 9***Ronda de variables cualitativas de integridad.*

Ronda cualitativa de integridad			
Variable BES	Rango aplicativo	Lugar	Frecuencia
Anomalías de integridad	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Perdida contención	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Existencia fuga de gas	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Fuga de liquido	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Afloramiento emanación gas o liquido	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Burbujeo en contrapozo	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal
Fugas sistema pack-off penetrador BES	Si o No	Cabeza de pozo	Semanal

Fuente. Autor.

Tabla 10*Ronda de variables cuantitativas de integridad.*

Ronda cuantitativa de integridad			
Variable BES	Unidades	Lugar	Frecuencia
Presión THP	psi	Cabeza de pozo	Semanal
Temperatura THT	°F	Cabeza de pozo	Semanal
Presión anular A atmosfera CHP	psi	Cabeza de pozo	Semanal
Presión anular B recirculación CHP	psi	Cabeza de pozo	Semanal

*Fuente. Autor.***Tabla 11***Ronda de variables cuantitativas de confiabilidad.*

Ronda cuantitativa de confiabilidad			
Variable BES	Unidades	Lugar	Frecuencia
Frecuencia	hz	Variador	Semanal
Corriente VSD	amp	Variador	Semanal
Voltaje VSD	voltios	Variador	Semanal
Presión intake pump PIP	psi	Variador (Sensor de fondo)	Semanal
Presión descarga PD	psi	Variador (Sensor de fondo)	Semanal
Temperatura intake TI	°f	Variador (Sensor de fondo)	Semanal
Temperatura motor TM	°f	Variador (Sensor de fondo)	Semanal

Fuente. Autor.

Después de establecer las rondas estructuradas para los pozos con sistema BES, se procedió a estructurar y organizar el orden de los pozos presentes en las áreas de estudio seleccionadas (área 1 y área 2), construyendo los recorridos correspondientes. Para esto se tuvo en cuenta el acompañamiento realizado anteriormente, los planos del campo y la experiencia del recorridor en la zona, con el fin de asegurar una secuencia de lugares óptima para la ejecución de las tareas de monitoreo de las rondas en el menor tiempo posible. Estos recorridos organizados de todos los pozos pertenecientes al área 1 y el área 2, se encuentran en el apéndice A y el apéndice B respectivamente, donde además se realizó la clasificación de los pozos que son aptos para el monitoreo de las variables cualitativas por medio de los criterios de selección especificados en la figura 28 anteriormente mostrada. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos durante el recorrido de los pozos en las áreas especificadas.

Tabla 12

Clasificación de pozos en las rondas de variables cualitativas

Clasificación de pozos para rondas cualitativas			
Áreas	Pozos	Clasificación	Descripción
Área 1	163	145 - Aptos	Cumplen los criterios de selección establecidos.
		18 - No Aptos	4 por SLA PCP o BM. 13 por pozos inyectoras. 1 por abandono.
		146 - Aptos	Cumplen los criterios de selección establecidos.
Área 2	158	12 - No Aptos	6 por SLA PCP o BM. 6 por pozos inyectoras.

Fuente. Autor.

5.2.6 Acompañamiento continuo de optimización

Este acompañamiento debe ser constante sobre los recorredores y operadores del campo, con el fin de que después de implementadas las rondas estructuradas, se optimicen y se actualicen con las condiciones cambiantes del área. Además, una de las ventajas más importantes de este acompañamiento continuo, es el seguimiento al operador para el cumplimiento honesto de las actividades involucradas en la ronda y la constante capacitación de todo el personal involucrado con la debida aclaración de dudas.

En nuestro caso, Ed Energy SAS y su personal entrenado detecto con este acompañamiento que los recorredores de pozos del área 1 y área 2, no contaban con algunas actualizaciones en la ronda estructurada establecida, lo que se representa en tiempos perdidos de su ejecución, datos faltantes de los equipos y retraso en diversas actividades de la labor del trabajador. Además del uso inadecuado de la herramienta portátil para captura de datos en la realización de la ronda, debido al desconocimiento de las opciones desplegadas y autorizadas por el sistema del campo por parte de algunos recorredores.

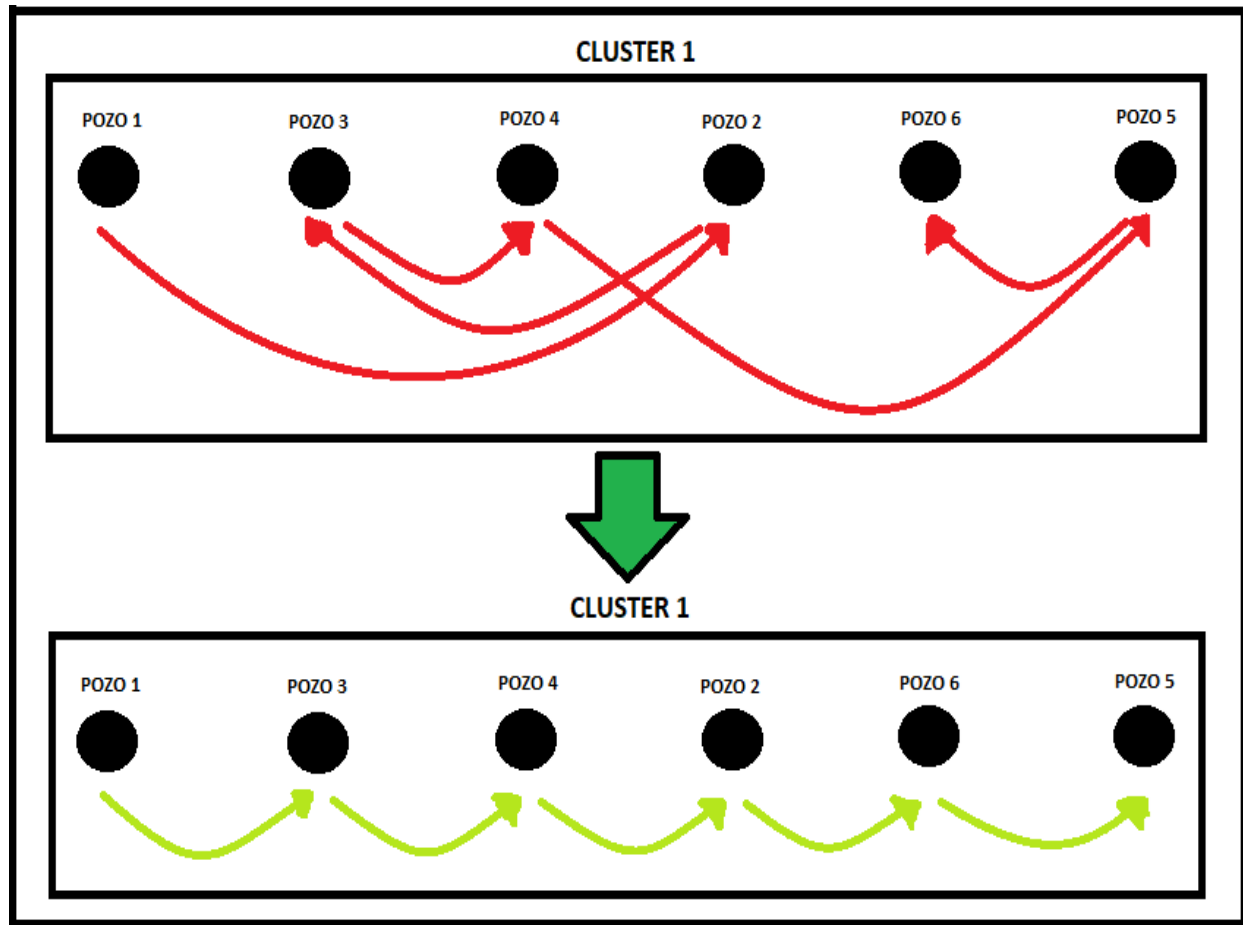
Teniendo en cuenta la situación inicial que se evidencio durante los acompañamientos realizados y las consecuencias que esta trae sobre la operación en campo, se tomaron diferentes acciones sobre los recorredores durante los mismos acompañamientos presenciales para la mejora continua de su labor, y para esta intervención se midieron los tiempos operativos y tiempos muertos del recorredor, donde se contó con la participación del 75% de los recorredores que realizan las actividades, a fin de recibir toda la retroalimentación posible para realizar los ajustes necesarios y capacitar el personal en el cumplimiento correcto de los procedimientos establecidos para cada actividad y optimizar su labor.

Primero, se trabajó y se dio importancia en la planeación del turno antes de entrar en la realización de el mismo, con el fin de evitar más tiempo de movilización y tiempos muertos los cuales son de gran importancia en el desarrollo de otras actividades fijas y variables que se presentan durante la jornada de trabajo. Segundo, se explicó la importancia para la operación de la toma correcta de los parámetros, teniendo en cuenta siempre los procedimientos actuales para cada actividad desarrollada en el área de pozos para la industria de los hidrocarburos. Tercero, se indicó sobre el uso adecuado de la herramienta portátil para la toma correcta de las variables en las rondas estructuradas y de las opciones que en ella se despliegan, ya que se estaban presentando algunos inconvenientes con la carga de los datos. También se capacitó sobre el funcionamiento del árbol de equipos habilitado en la herramienta portátil, ya que, aunque la ronda tiene un recorrido definido, se debe considerar el cambio de recorrido por la variación de las actividades que se tiene en los pozos y que su distribución geográfica es extensa comparada a una estación, permitiendo tomar datos en otros lugares para adelantar la ronda en caso de que se presente un imprevisto durante el turno.

También, se realizaron algunos cambios en los recorridos de las rondas estructuradas de acuerdo con lo observado en los acompañamientos, ya que, por ejemplo, se requirió de una actualización para mejorar el orden de los pozos en un clúster, de ingresar pozos nuevos faltantes en la ronda y eliminar algunos que ya eran pozos de inyección o que ya no pertenecían al área por aumento de recorredores. En cuanto al orden de los lugares o clúster se encontraban en una secuencia correcta para menor tiempo de traslado del vehículo. En la siguiente figura se explica lo realizado para la optimización de los pozos en el clúster, ya que se encontraban organizados por secuencia numérica y no por ubicación.

Figura 29

Optimización de recorrido secuencial de pozos y clúster.



Fuente. Autor.

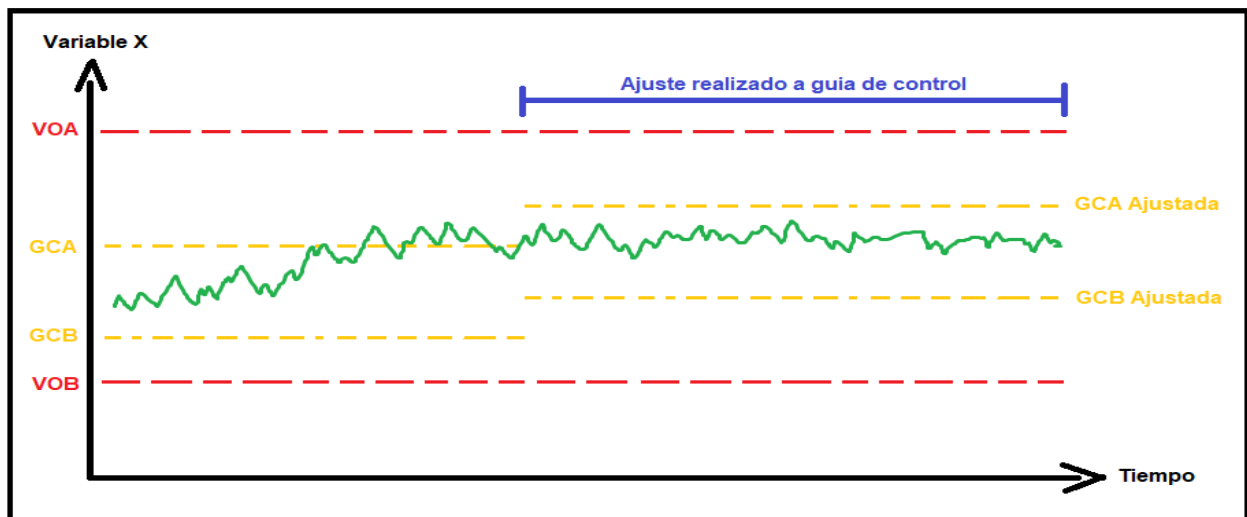
Además, se realizó acompañamiento por medio de un dispositivo remoto (avantel) para la finalización del turno y en los turnos noche, para asegurar la información obtenida, atender las preguntas generadas en las rondas establecidas y verificar los cambios realizados, con los cuales los recorredores se sintieron a gusto con las actualizaciones evitando el uso exagerado del árbol de equipos en la herramienta portátil y minimizando el tiempo de ejecución de la ronda. Los recorridos actualizados para las rondas estructuradas se realizaron con ayuda del ingeniero especialista en el sistema del campo y se encuentran en las tablas del Apéndice A y B.

5.2.7 Ajuste de guías de control

Por último, tenemos el ajuste de las guías de control para las variables monitoreadas, que es realizado gracias al acompañamiento continuo de la operación detectando los cambios en las condiciones del campo y a un correcto análisis operacional de la situación. Para este ajuste se debe tener información real y verificada de las condiciones de los equipos, ya que, con el debido análisis, se pueden ajustar los límites de especificación para garantizar el control de la estabilidad de una variable o, por el contrario, se puede detectar una falla que está ocasionando el comportamiento anormal del equipo que no ha tenido ningún cambio de condición marcado. En la siguiente figura se observa el comportamiento anormal de una variable por fuera de sus guías de control, pero que puede ser debido a que alguna condición marcada del equipo cambio y la altero, por lo tanto, es normal su comportamiento y debe ser ajustada su guía de control, donde para estas decisiones se debe realizar un análisis operacional extenso de las partes involucradas.

Figura 30

Ajuste de guías de control por cambio de condiciones y análisis operacional.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

5.3 Análisis de resultados

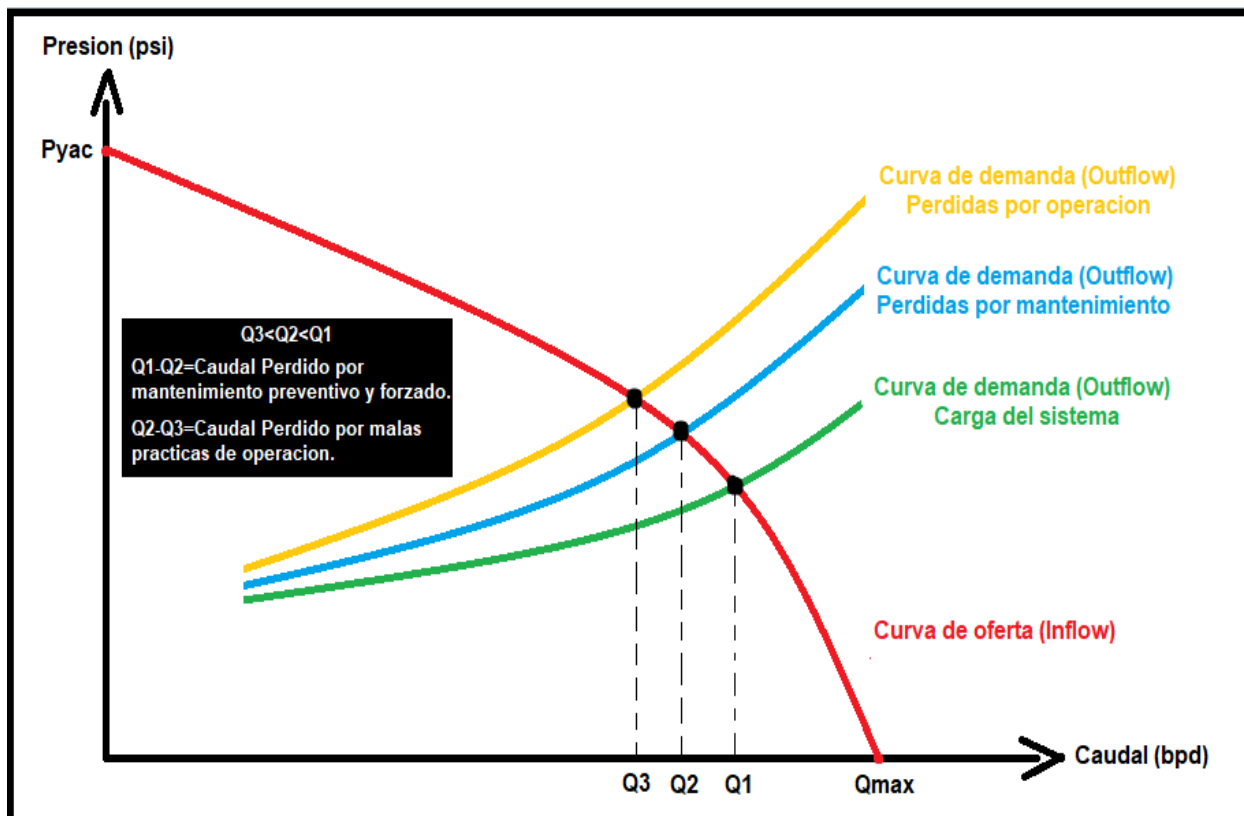
Los resultados obtenidos durante la implementación de la propuesta operativa como alternativa de la operación estructurada en el campo base de estudio, fue visualizado en el avance del proyecto con respecto a la selección de los pozos, definición de las variables, las rondas establecidas y la constante capacitación y actualización brindada gracias al acompañamiento realizado durante el año 2020, un periodo que tuvo unos inconvenientes significativos de acceso a las áreas y una crisis económica fuerte por la pandemia del covid-19. Sin embargo, se lograron establecer y consolidar las rondas estructuradas de los pozos y su correspondiente análisis operacional por medio de la detección de algunas condiciones anormales en las variables cualitativas de las bombas electrosumergibles, monitoreadas por medio de la percepción de los sentidos humanos del recorredor de pozos. El acompañamiento presencial fue esencial para el desarrollo de estas prácticas de operación estructurada, ya que permite capacitar personal nuevo en el área, actualizar algunos aspectos, mejorar o cambiar algunas variables y promover el interés de los operadores o recorredores por las buenas practicas.

Las rondas estructuradas implementadas en las áreas seleccionadas fueron las rondas cualitativas, debido a la disponibilidad de tiempo, herramientas y acceso que tuvo el campo en el tiempo ocasionado por la pandemia, las rondas cuantitativas de variables BES, quedaron pendientes de implementación por la parte operativa, con ayuda de la herramienta portátil para ingreso y monitoreo de datos al sistema de control. Por tal motivo no se desarrolló el ajuste de guías de control que permitiría un análisis operacional más severo sobre las condiciones del proceso y de los equipos, aunque se realizó un análisis técnico detectando anormalidades con las variables cualitativas seleccionadas que afectan la salud, seguridad e integridad de los equipos y el personal involucrado en estas actividades.

El resultado esperado por la operación estructurada es poder conseguir y concientizar en el personal que trabaja en los pozos y en la industria en general, un satisfactorio análisis operacional que contenga todos los aspectos importantes de causas y consecuencias en alguna condición específica del campo y pueda ser solucionada con buenas prácticas para el beneficio propio y de la operación en producción. Como se observa en la siguiente figura, tratar de que las curvas generadas por las pérdidas de producción por malas prácticas de operación y mantenimiento (Q3 y Q2), sean despreciables con respecto al caudal esperado normalmente con la carga del sistema (Q1).

Figura 31

Consecuencia de malas prácticas de operación y de mantenimiento.

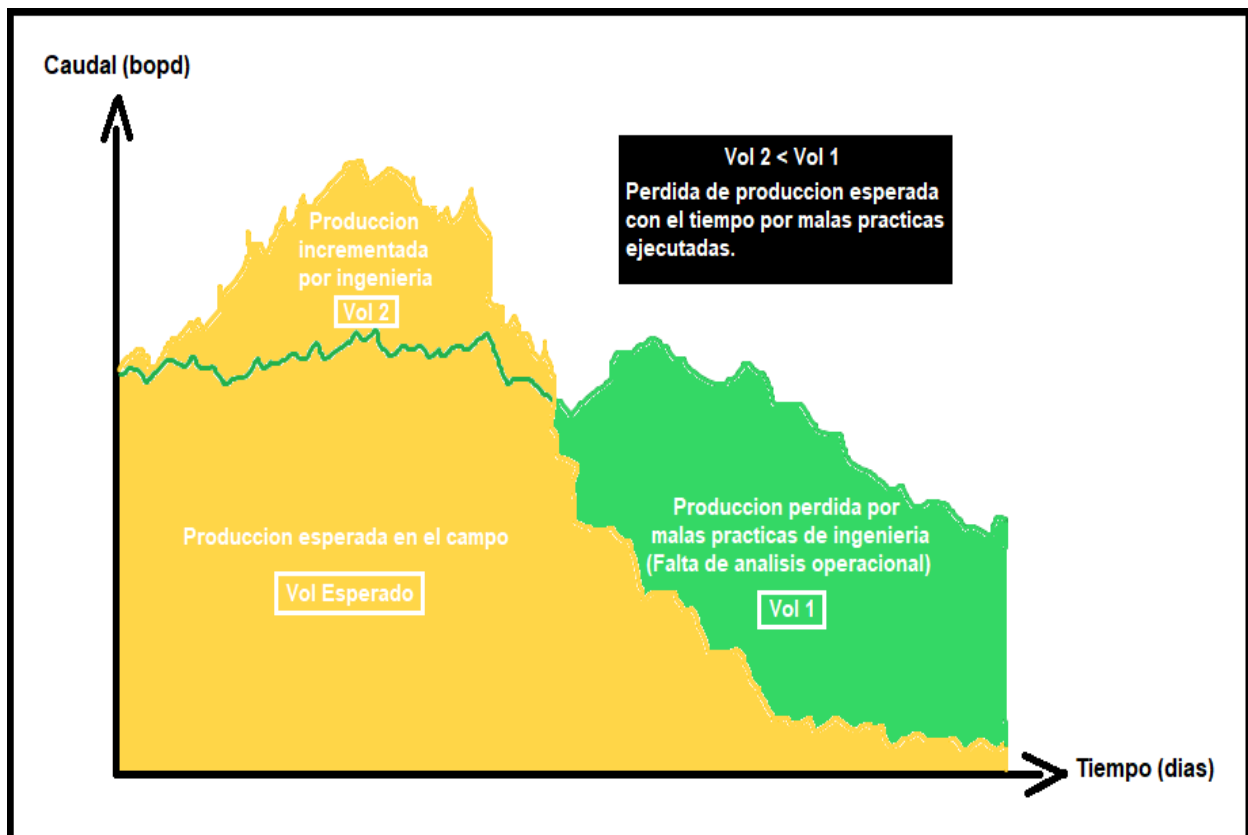


Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Un ejemplo claro de las malas prácticas de análisis operacional que se vienen realizando en Colombia y que puede estar afectando este campo de estudio de los llanos orientales, es la producción incrementada generada por un sistema de levantamiento artificial como el bombeo electrosumergible seleccionado por ingeniería, pero que comprende un corto tiempo de beneficio para la producción acumulada (Vol 2) y trae consecuencias graves en el pozo y en el yacimiento como se muestra en la siguiente figura con el área bajo la curva amarilla, comparada contra el área bajo la curva verde, que muestra una producción acumulada mayor (Vol 1) en el mismo tiempo y con posibilidades de seguir produciendo el pozo.

Figura 32

Perdida de producción acumulada por ejecución de malas prácticas.



Fuente. Tomado y editado de Córdoba, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].

Con el acompañamiento se pudieron detectar algunas fallas directas que afectan el campo de alguna forma y ocasionan esas pérdidas por malas prácticas de operación. Algunas de estas fallas son: inapropiada manipulación de los equipos y las herramientas por pobre supervisión y conocimiento de los procedimientos de manipulación de equipos de bombeo electrosumergible, inadecuado dimensionamiento de los equipos por falta de análisis de capacidad, uso de información errónea para la ejecución de algunas actividades, y monitoreo inadecuado por falta de honestidad de algunos operadores y desconocimiento del tema,

En la situación inicial con el acompañamiento realizado al puesto de trabajo de recorredor de pozos en el área 1 y área 2, se evidencio que la ronda estructurada establecida, necesitaba algunas actualizaciones debido a los frecuentes cambios que se presentan en esta importante área de trabajo. La inclusión de nuevos pozos a la producción, el cambio de pozos productores a de inyección y la organización de los pozos dentro de un clúster, formaron parte del análisis realizado durante el acompañamiento. Además, se presentaron algunos inconvenientes con la toma de las variables en la ronda de integridad por parte del recorredor, debido al desconocimiento de las opciones que se despliegan en la herramienta portátil de captura de datos y que son autorizadas por el sistema de la empresa. Las consecuencias producidas por esta situación, era que se seguían presentando diferentes inconformidades en el proceso con la implementación de las rondas en el área de pozos como, por ejemplo: tiempos perdidos en la ejecución, datos faltantes en los equipos seleccionados, equipos invisibles en la ronda, retraso de las actividades en la labor del trabajador e inconformidades de los ingenieros con las rondas por el uso inadecuado de la herramienta portátil, que altera la medición de las variables asignadas.

Para la situación actual, se optimizaron los recorridos de las áreas 1 y 2, realizando diferentes ajustes de organización y estructuración gracias al acompañamiento realizado, donde

se esperan mejores tiempos de ejecución de la ronda y mayor satisfacción en la toma de las variables asignadas. Además, se capacito a los participantes del acompañamiento en el uso adecuado de la herramienta portátil generando conciencia en la toma correcta de las variables objeto de estudio, las cuales son de vital importancia para la operación estructurada. Y como consecuencia se obtuvo que, debido a los ajustes realizados a las rondas, se producen menores costos de transporte en los vehículos utilizados, menos recorrido de los trabajadores en las locaciones y por lo tanto menores pérdidas de tiempo en la ejecución de la ronda, lo cual es de gran importancia para la operación, permitiendo la realización de diversas actividades adicionales que se presentan durante la jornada de trabajo establecida.

Y para la situación futura ideal, se espera tener todas las rondas, en todas las áreas, optimizadas junto con los recorridos, estando en constante actualización debido a los cambios que se presentan en el campo como, por ejemplo: pozos productores nuevos, pozos productores transformados en inyectoras, reducción o aumento de recorridos. Además, se debe tener claro la importancia en la correcta toma de las variables y el uso correcto de la herramienta portátil para la realización de las rondas. Para esto se debe actuar con acompañamiento continuo de expertos en operación estructurada, con conocimiento del área de trabajo y con la medición de los tiempos operativos y tiempos muertos del recorridor, se proceden a realizar los debidos ajustes necesarios a las rondas para su optimización y sus respectivas actualizaciones. También se deben proponer formas adecuadas para la atención de actividades extra correspondientes a las labores del recorridor que son de gran importancia para la operación, y se tiene que generar mayor conciencia en la toma de las variables asignadas en las rondas y capacitar de una forma más organizada el uso del equipo portátil por parte de los recorridores para mejorar su funcionamiento en la ronda.

6. Conclusiones

Se demostró la importancia de las prácticas de operación estructurada a los recorredores de pozos durante el acompañamiento, por medio de las rondas estructuradas, las guías de control y el análisis operacional realizado a las variables cualitativas y cuantitativas de los sistemas de bombeo electrosumergible.

Se clasificaron los pozos adecuados para el inicio de la implementación de la propuesta alternativa de operación estructurada en el campo base de estudio, por medio del cumplimiento de los criterios de selección establecidos durante el desarrollo del proyecto para las rondas de variables cualitativas, donde para el área 1 se descartaron 18 pozos no aptos y para el área 2 se descartaron 12 pozos no aptos.

La propuesta de operación estructurada planteada para el mejoramiento operativo del control de producción se basa en buenas prácticas de análisis operacional por parte de los operadores y recorredores de pozos, a partir de la correcta ejecución de las rondas establecidas para pozos de bombeo electrosumergible, de la capacitación adecuada de los equipos y del acompañamiento continuo de personal experto en las prácticas de operación estructurada.

Se establecieron unas rondas estructuradas con recorridos óptimos para los recorredores de pozos, donde los tiempos de ejecución mejoraron con el tiempo y con las actualizaciones, evitando tiempos muertos y mejorando la satisfacción del trabajador.

La apropiada capacitación de los recorredores de pozos, sobre el uso, el funcionamiento, las variables y las condiciones de los equipos, es muy importante para la correcta ejecución de las actividades a realizar, asegurando la correcta toma de los parámetros y el debido análisis operacional por parte de los trabajadores.

El continuo acompañamiento es de vital importancia para la operación y para la implementación de la propuesta de operación estructurada, debido a los cambios que se presentan con el tiempo, necesitando actualizaciones en las rondas, en las guías de control, en actividades de cuidado básico de equipos y en los procedimientos de las diversas actividades.

La práctica más importante de la operación estructurada de la que dependen las demás, es el análisis operacional, ya que con la correcta ejecución de esta práctica por parte de ingeniería y de los operadores, se planean actividades de un gran impacto positivo a la producción de una forma segura, confiable y rentable.

7. Recomendaciones

Se debe implementar las rondas cuantitativas de integridad y confiabilidad que no se alcanzaron a ejecutar con los problemas ocasionados por la pandemia del covid-19, que redujo el tiempo de acción de la propuesta, la disponibilidad de acceso al campo y la parte económica.

Se recomienda realizar un análisis operacional más extenso a las variables cualitativas del bombeo electrosumergible, con el fin de asegurar su funcionalidad y plantear nuevas variables que den un valor agregado a su cumplimiento.

Se debe analizar y ajustar las guías de control para las variables cuantitativas futuramente monitoreadas en el campo, ya que, a partir de su estabilidad, se pueden determinar cambios de condición y tomar las mejores decisiones para la producción.

Se recomienda la integración de todas las áreas de pozos en la aplicación de la propuesta de operación estructurada (área 1, área 2, área 3, área 4, área 5) con sus respectivas rondas y recorridos, con el fin de evaluar la condición de los pozos con sistema de bombeo electrosumergible a nivel general del campo, ya que se cuenta con la información necesaria para el análisis operacional de este tipo de equipo.

Para el futuro, se recomienda establecer las rondas estructuradas, las actividades de cuidado básico de equipos, las guías de control y el análisis operacional, para toda la población de pozos del campo, sin importar su tipo, estado, sistema de levantamiento, área o demás.

Referencias bibliográficas

- Ayala Lozada, J. F., & Pérez Sua, S. dir. (2013). Estudio de confiabilidad del sistema de bombeo electro sumergible aplicado a un campo de producción de petróleo en Colombia [recurso electrónico] / Juan Francisco Ayala Lozada; director Sergio Pérez Sua.
- Cardozo Rodríguez, N. A., Pabón Rojas, L. M., & Nariño R., F. A. dir. (2009). Análisis de falla de pozos de bombeo electro sumergible en el campo cantagallo [recurso electrónico] / Néstor Armando Cardozo, Luis Miguel Pabón Rojas; director Fredy Abelardo Nariño R.
- Córdoba Moreno, E. (2020). Capacitación laboral Ed Energy SAS: Sistema REVO y prácticas de operación estructurada [apuntes de clase].
- Escalante Gutiérrez, F. E., & Barreto Carvajal, C. M. dir. (2015). Propuesta de mejoramiento de la calidad de aguas de producción vertidas en un campo petrolero colombiano [recurso electrónico] / Fredy Eduardo Escalante Gutiérrez; director Carlos Barreto Carvajal.
- Hernández Barajas, L. M., Castellanos López, J. L., López Calvo, A. Á., & Chang Velázquez, C. (2015). Medición y mejoramiento de la productividad de una finca de banano en la región del soconusco, Chiapas. (Spanish). Congreso Internacional de Investigación Academia Journals, 7(4), 2497.
- Lorenzo, M., & María, J. (2007). Estadística descriptiva. Editorial Paraninfo.
- Manteiga, M. T. G. (2012). Estadística aplicada: Una visión instrumental. Ediciones Díaz de Santos.
- Martínez Martínez, R. D., Córdoba, B. E. tutor, & Pérez, J. C. tutor. (2004). Descripción, diseño y monitoreo de una unidad de bombeo electro sumergible [recurso electrónico] / Robinson Darío m Martínez; directora Beatriz Eugenia Córdoba.

- Mendoza Guerra, I. D., & González Jaimes, I. dir. (2005). Diseño e implementación de la ruta de tribología operativa para el cuidado básico de los equipos rotativos en Ecopetrol S.A gerencia complejo Barrancabermeja [recurso electrónico] / Iovan David Mendoza Guerra; director Isnardo González Jaimes.
- Peña Suescun, F. A., Espinosa, A. M. dir, & Ortiz, O. P. dir. (2005). Bombeo electro sumergible descripción, diseño y monitoreo [recurso electrónico] / Fredy Alonso Peña Suescun; directores Andrés Mauricio Espinosa, Olga Patricia Ortiz.
- Pulido-Rojano, A. D., Ruiz-Lázaro, A., & Eduardo Ortiz-Ospino, L. (2020). Mejora de procesos de producción a través de la gestión de riesgos y herramientas estadísticas. *Ingeniare - Revista Chilena de Ingeniería*, 28(1), 56–67.
- Rangel Díaz, J. Eli., Prada Rodríguez, S. C., & Rodríguez Prada, J. M. (2014). Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros. *Revista Épsilon*, 23, 85–103.
- Sevillano Suaza, J. E., & Pinto Rizzo, C. A. dir. (2015). Análisis de falla del sistema de bombeo electro sumergible en la superintendencia castilla-chichimene de Ecopetrol en 2012 [recurso electrónico] / Jimmy Edwin Sevillano Suaza; director Cririo Abraham Pinto.
- Simancas, M. C., Padrón García, R. E., & Valle Tamayo, G. A. (2015). Caracterización y mitigación del flujo intermitente en sistemas de recolección multifásicos bajo condiciones dinámicas. (Spanish). *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 13(2), 69.
- Zuluaga Molina, R., & Amaya Rojas, S. F. dir. (2011). Modelo para el cuidado básico y rondas estructuradas del equipo eléctrico típico en las áreas de proceso de la gerencia refinería Barrancabermeja Ecopetrol S.A. [recurso electrónico] / Rodolfo Zuluaga Molina; director Sergio Fernando Amaya.